

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА          ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С          ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ, ЦЕЛЕВОЙ ПЛАСТ Ач ГАЗОВОГО          МЕСТОРОЖДЕНИЯ, (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ, ЯНАО)</b>

УДК 622.243.23:622.324.5(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Антонов Антон Евгеньевич		12.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		16.06.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		14.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		14.06.2020

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		19.06.2020

Томск – 2020г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<b>Код результата</b>	<b>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</b>
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

(Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Антонов Антон Евгеньевич

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Ач) на газовом месторождении (Тюменская область, ЯНАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2020
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Особые условия бурения: –</li> <li>3. Интервал отбора керна: -</li> <li>4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком</li> <li>5. Данные по профилю:              Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м</li> <li>6. Отход на пласт/ длина горизонтального участка ствола: 1100 метров / 700 метров</li> <li>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>8. Диаметр хвостовика: выбрать</li> </ol>
---	---

	<p>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>10. Конструкция забоя: зацементированный хвостовик (с разрывными муфтами)</p> <p>11. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси</p> <p>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p>

<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	1. ГТН (геолого-технический наряд)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Рыжакина Т.Г., к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
<b>Социальная ответственность</b>	Черемискина М. С., ассистент отделения общетехнических дисциплин

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	11.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Антонов Антон Евгеньевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1 Общая и геологическая часть	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Уменьшение объема мертвой зоны в рабочих емкостях 4ЦС – 3Д при переводе на безамбарное бурение	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		11.02.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—		11.02.2020

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Антонов Антон Евгеньевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Нормы и нормативы расходования ресурсов  Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ
---	--

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Антонов А.Е.		11.02.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Антонов Антон Евгеньевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Ач) на газовом месторождении (Тюменская область, ЯНАО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования: технический проект на скважину Область применения бурение скважин на Восточно-Уренгойском лицензионном участке</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации (ст. 297, 298,264) Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда» СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых»
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	Повышенный уровень общей и локальной вибрации Недостаток освещения Движущиеся части производственного оборудования и механизмы Работа на высоте Неблагоприятные климатические условия
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: возможны выбросы газа, выбросы при работе топливных установок Гидросфера: Возможность попадания химических реагентов в прилегающие



	водоемы, розлив бурового раствора, загрязнение бытовыми отходами Литосфера: Загрязнение почвы химическими реагентами, нарушение естественного почвенного покрова,
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: природного характера: лесной пожар, наводнения, ураганы; техногенного характера: возгорание ГСМ, разливы химических реагентов и ГСМ в больших объемах, газонефтеводопроявление, Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		31.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Антонов Антон Евгеньевич		31.01.2020

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 120 страниц, 58 таблиц, 22 рисунка, 18 литературных источников, 4 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, горизонтальный участок ствола, газ, безамбарное бурение.

Объектом исследования является Восточно-Уренгойский лицензионный участок, пласт А<sub>ч</sub> газового месторождения

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком, под многостадийный гидроразрыв пласта.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 4725 метров.

В специальной части проекта рассмотрены проблемы перевода буровых установок на безамбарное бурение, предложены модификации.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

## Определения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ММП** – многолетнемерзлые породы

**ВЗД** – винтовой забойный двигатель;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ГНО** – глубинно-насосное оборудование;

**РУС** – роторная управляемая система;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**УВ** – условная вязкость;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**УБТ** – утяжеленные бурильные трубы;

**МГРП** – многостадийны гидроразрыв пласта;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**ЦС** - циркуляционная система

## Содержание

Введение.....	15
1 Общая и геологическая часть.....	17
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ .....	17
1.2 Геологические условия бурения .....	18
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения .....	23
1.4 Зоны возможных осложнений.....	23
2 Технологическая часть.....	25
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины .....	25
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	26
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	26
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений .....	27
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	30
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	30
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	31
2.3 Проектирование процессов углубления.....	32
2.3.1 Выбор способа бурения .....	33
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	33
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	34
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	35
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	36
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	38
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	40
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ....	44
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	48
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	49
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	49
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	57
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	58
2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов .....	60

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	64
2.5 Выбор буровой установки .....	65
3 Уменьшение объема мертвой зоны в рабочих емкостях 4ЦС – 3Д при переводе на безамбарное бурение .....	66
3.1 Устройство циркуляционной системы на БУ 3Д-86 и особенности применения для безамбарного бурения .....	66
3.2 Особенности ЦС для безамбарного бурения.....	68
3.3 Предлагаемое решение модификации 4ЦС-3Д .....	69
3.4 Экономическая эффективность предлагаемых решений при бурении.....	74
3.5 Выводы об экономической эффективности.....	76
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	77
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия .....	77
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия .....	77
4.1.2 Организационная структура предприятия .....	77
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	79
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины..	79
4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ .....	79
4.2.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли .....	80
5 Социальная ответственность.....	82
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства .....	82
5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны .....	82
5.2 Производственная безопасность.....	83
5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего .....	84
5.3.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации .....	84
5.3.2 Недостаток освещения .....	85
5.3.3 Движущиеся части производственного оборудования и механизмы .	86
5.3.4 Работа на высоте.....	86
5.3.5 Неблагоприятные климатические условия.....	87
5.4 Экологическая безопасность .....	88

5.4.1 Защита атмосферы.....	89
5.4.2 Защита гидросферы.....	90
5.4.3 Защита литосферы.....	91
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
Заключение .....	93
Список использованной литературы.....	95
Приложения А .....	98
Приложение Б .....	109
Приложение В.....	119
Приложение Г .....	120

## Введение

Практическая работа с месторождениями начинается с сооружения скважин, без этого невозможно существование нефтегазовой отрасли во всем мире, так как преобладает именно скважинная добыча нефти и газа.

Сооружение скважины не приносит прибыли само по себе, поэтому на этом этапе требуются высокие скорости выполнения поставленных задач.

Проводка скважины в разрезе рассматриваемого объекта бурения является непростой технической задачей. Согласно техническому заданию требуется спроектировать пяти-интервальный профиль с большими протяженностями интервалов стабилизации. Особое внимание должно быть уделено вскрытию пластов с аномально высокими пластовыми давлениями с максимально низким скин-эффектом и проводке наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием с минимальным отклонением от заданной траектории.

Все предложенные решения должны также позволять безаварийно произвести строительство скважины в непростых заданных условиях: высокие коэффициенты кавернозности, частичные поглощения по всему разрезу скважины, возможность возникновения ГНВП в продуктивных горизонтах.

Целью работы является разработка технического проекта на эксплуатационную наклонно направленную скважину, полностью соответствующего реальному проекту на скважину, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважины на Восточно-Уренгойском лицензионном участке (Ямало-Ненецкий Автономный Округ).

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по заданным техническим заданием условиям;
- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур

5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

Частной задачей является рассмотрение проблемы перевода буровых установок на безамбарное бурение, и предложение модификации, снижающей затраты, вызванные несовершенством конструкции.



## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ**

Район работ расположен в Северной климатической зоне Западной Сибири, а именно в зонах тундры и лесотундры.

Ближайший крупный населенный пункт находится в 30 км в юго-западном направлении от района ведения работ.

На лицензионном участке имеется дорожная сеть, представлена грунтовыми дорогами.

Населенные пункты в черте лицензионного участка отсутствуют

Климат можно охарактеризовать следующим образом: долгая холодная зима, короткое теплое лето.

Среднегодовая температура колеблется около минус 8 °С, абсолютный минимум достигается феврале около минус 56°С, абсолютны максимум в июне, плюс 35°С.

Годовое количество осадков 514 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха.

Максимальная высота снежного покрова на открытой местности -105 см, на закрытой – 182 см. Снежный покров сохраняется 231 день, с первой половины октября до конца мая.

Преобладает юго-западное направление ветра в зимний период, в летний период – северное. Максимальная средняя скорость ветра в холодный период – 3,9 м/сек, а средняя скорость ветра за теплый период – 3,6 м/с.

## 1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическое деление разреза представлено в таблице 1.

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол град.	
1	2	3	4	5	7
0	100	Четвертичные отложения	Q	—	1,40
		Палеогеновые отложения	P	—	—
		Верхний отдел (олигоцен)	P <sub>3</sub>	—	—
100	150	Атлымская	P <sub>3 at</sub>	—	1,40
		Средний-верхний отделы (эоцен-олигоцен)	P <sub>2-3</sub>	—	—
150	200	Юрковская	P <sub>2-3 yr</sub>	—	1,40
		Средний отдел (эоцен)	P <sub>2</sub>	—	—
200	300	Люлинворская	P <sub>2 ll</sub>	—	1,40
		Нижний отдел (палеоцен)	P <sub>1</sub>	—	—
300	580	Тибейсалинская свита	P <sub>1 tbs</sub>	—	1,40
		Меловые отложения	K	—	—
		Верхний мел	K <sub>2</sub>	—	—
580	860	Ганькинская	K <sub>2 gn</sub>	0-0,50	1,40
860	1100	Березовская	K <sub>2 br</sub>	0-0,50	1,20
1100	1150	Кузнецовская	K <sub>2 kz</sub>	0,5-0,80	1,20
		Нижний-верхний мел	K <sub>1-2</sub>	—	—
1150	2070	Покурская	K <sub>1-2 pk</sub>	0,5-0,80	1,20
		Нижний мел	K <sub>1</sub>	—	—
2070	2912	Тангаловская	K <sub>1 tn</sub>	0,8-1,50	1,10
2912	3750	Сортымская	K <sub>1 st</sub>	0,8-1,50	1,07
3750	4130	Ачимовская пачка	K <sub>1 st</sub>	0,8-1,50	1,07

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	Краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
Q	0	100	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
P <sub>3 at</sub>	100	150	Пески Алевриты Глины	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
P <sub>2-3 yr</sub>	150	200	Глины Алевриты Пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
P <sub>2 II</sub>	200	300	Глины опокovidные Глины диатомовые Диатомиты	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопокovidных глин. Средняя часть - серые глины, участками алевритистые, с прослоями опокovidных глин и опок. Нижняя часть - опокovidные глины, опок.
P <sub>1 tbs</sub>	300	580	Пески Глины	60 40	Верхняя часть - пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть - глины алевритистые, слюдистые, с прослоями алевролитов и песков
K <sub>2 gn</sub>	580	860	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
K <sub>2 br</sub>	860	1100	Глины Глины опокovidные Опоки	60 30 10	Верхняя часть - серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опокovidных глин и опок, реже алевролитов. Нижняя часть - опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые, прослоями опокovidные.
K <sub>2 kz</sub>	1100	1150	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.
K <sub>1-2 pk</sub>	1150	2070	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролитов-песчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разномзернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюдистые.
K <sub>1 tn</sub>	2070	3750	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные. Глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые. В нижней части пачка «шоколадных» аргиллитов.
K <sub>1 st</sub>	3750	4130	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинской пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.

В таблице 3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица 3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Категория твердости	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14
Q	0	100	Супеси, суглинки, глины	1900	35	–	15-20	–	3-4	7-8	МС
P <sub>3</sub> at	100	150	Пески, алевроиты, глины	1800-1900	30-35	–	10-100	–	2-3	3-6	МС
P <sub>2-3</sub> yr	150	200	Глины, алевроиты, пески	1900-2000	30-35	–	25-80	–	2-3	3-6	МС
P <sub>2</sub> ll	200	300	Глины	2000	32	–	90-100	–	2-3	6	МС
P <sub>1</sub> tbs	300	580	Пески, глины	2200	28	–	60-100	–	2-3	4	МС
K <sub>2</sub> gn	580	860	Глины	1900	25	–	90-100	–	3	3-6	МС
K <sub>2</sub> br	860	1100	Глины, глины опоковидные, опоки	2200	20	–	95-100	–	2	4	М
K <sub>2</sub> kz	1100	1150	Глины	2200	20-40	–	50-90	–	3	3-7	МС
K <sub>1-2</sub> pk	1150	2070	Песчаники, алевролиты, глины	2200	20-40	–	20-30	–	3	3-7	С
K <sub>1</sub> tn	2070	3750	Песчаники, алевролиты, глины	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	–	2-3	6	С
K <sub>1</sub> st	3750	4130	Песчаники, алевролиты, глины	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	–	2-4	4	С

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			Температура
			Пластового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	Величина, МПа/м	Величина, МПа/ м	Величина, МПа/м	°С
1	2	3	4	6	7	8
Q	0	100	0,0100	0,0160	0,0187	-2
P <sub>3atl</sub>	100	150	0,0100	0,0160	0,0190	-1
P <sub>2-3</sub>	150	200	0,0100	0,0160	0,0194	-0,5
P <sub>2ll</sub>	200	300	0,0100	0,0160	0,0199	-0,5
P <sub>g1 tb</sub>	300	580	0,0100	0,0170	0,0196	2
K <sub>2gn</sub>	580	860	0,0100	0,0170	0,0196	4
K <sub>2 br</sub>	860	1100	0,0100	0,0170	0,0197	24
K <sub>2 kz</sub>	1100	1150	0,0100	0,0170	0,0205	54
K <sub>2</sub> +K <sub>1pkr</sub>	1150	2070	0,0100	0,018	0,0205	87
K <sub>1-2 tn</sub>	2070	2912	0,0118	0,018	0,0220	101
K <sub>1 sr</sub>	2912	3754	0,0100	0,019	0,0222	101
K <sub>1 b</sub>	3754	4130	0,0166	0,019	0,0222	110

### 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газоводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 5-6.

Таблица 5 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип кол-лек-тора	Плотность г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Степень минерализации, г/л
	от (верх)	до (низ)					
2	3	4	5	6	7	8	15
Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub>	1150	1200	пор.	1,0	1,0	500	0
K <sub>1-2</sub>	1900	1910	пор.	1,01	200,0	300	15,0
K <sub>1</sub>	2400	2450	пор.	1,01	3,0	20	18,0
K <sub>1</sub>	2600	2781	пор.	1,01	12,0	30	17,0
J <sub>3</sub>	3000	3197	пор.	1,02	5,6	10	33,4

Таблица 6 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
от	до				
3546	3600	поровый	0,796	4000	100
3635	3694	поровый	0,775	40000	100
3754	3790	поровый	0,788	50000	100

### 1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах 7, 8, 9,10.

Таблица 7 – Возможные проявления флюида

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	8	9
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>16</sub> <sup>0</sup> )	3232	3252	г/к	3252	При нарушении технологии вскрытия и испытания продуктивных пластов	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ, снижение удельного веса ПЖ. Увеличение газопоказаний.
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>16</sub> <sup>1-2</sup> )	3262	3272	г/к	3272		
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>17</sub> <sup>1-1</sup> )	3635	3694	г/к	3412		
K <sub>1</sub> st (Ач <sub>5</sub> <sup>2-3</sup> )	3731	3754	г/к	3622		

Таблица 8 - Возможные осложнения вызванные нарушением целостности стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - P <sub>1</sub> tbs	0	580	Обвалы стенок скважины. Прихват инструмента. Кавернообразование	При нарушении технологии бурения ММП.
K <sub>2</sub> gn	580	860	Прихват бурильного инструмента. Кавернообразование	При прохождении высокопроницаемых, трещиноватых пород. При прохождении глинистых пород, при их набухании и обваливании.

Таблица 9 - Поглощение бурового раствора.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м³/ч	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (кгс/см²)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	6	7	8	9
P <sub>1</sub> tbs	580	960	до 3	нет	0,0163	0,0170	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от
K <sub>2</sub> gn	960	1100	до 5	нет	0,0157	0,0160	
K <sub>2</sub> br	1100	1150	до 5	нет	0,0165	0,0174	
K <sub>1-2</sub> pk	1150	2070	до 5	нет	0,0170	0,0179	
K <sub>1</sub> tn	2070	2912	до 5	нет	0,0171	0,0176	
K <sub>1</sub> st	2912	3457	до 5	нет	0,0174	0,0179	
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>16-17</sub> )	3457	3750	до 5	нет	0,0181	0,0187	
K <sub>1</sub> st (ачимовская)	3750	4130	до 5	нет	0,0192	0,0198	



## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля скважины**

В техническом задании были сформулированы следующие условия:

- 5 интервалов с неизменной интенсивностью искривления;
- угол входа в пласт не менее 80 градусов,
- максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 градусов;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10 м;
- максимальная интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м,
- отход на кровлю продуктивного пласта 1100 м, длина горизонтального участка 700 м;
- конструкция эксплуатационного забоя: зацементированный хвостовик с разрывными муфтами

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» в ручном режиме. Результаты проектирования представлены в таблице А.1 приложения А. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

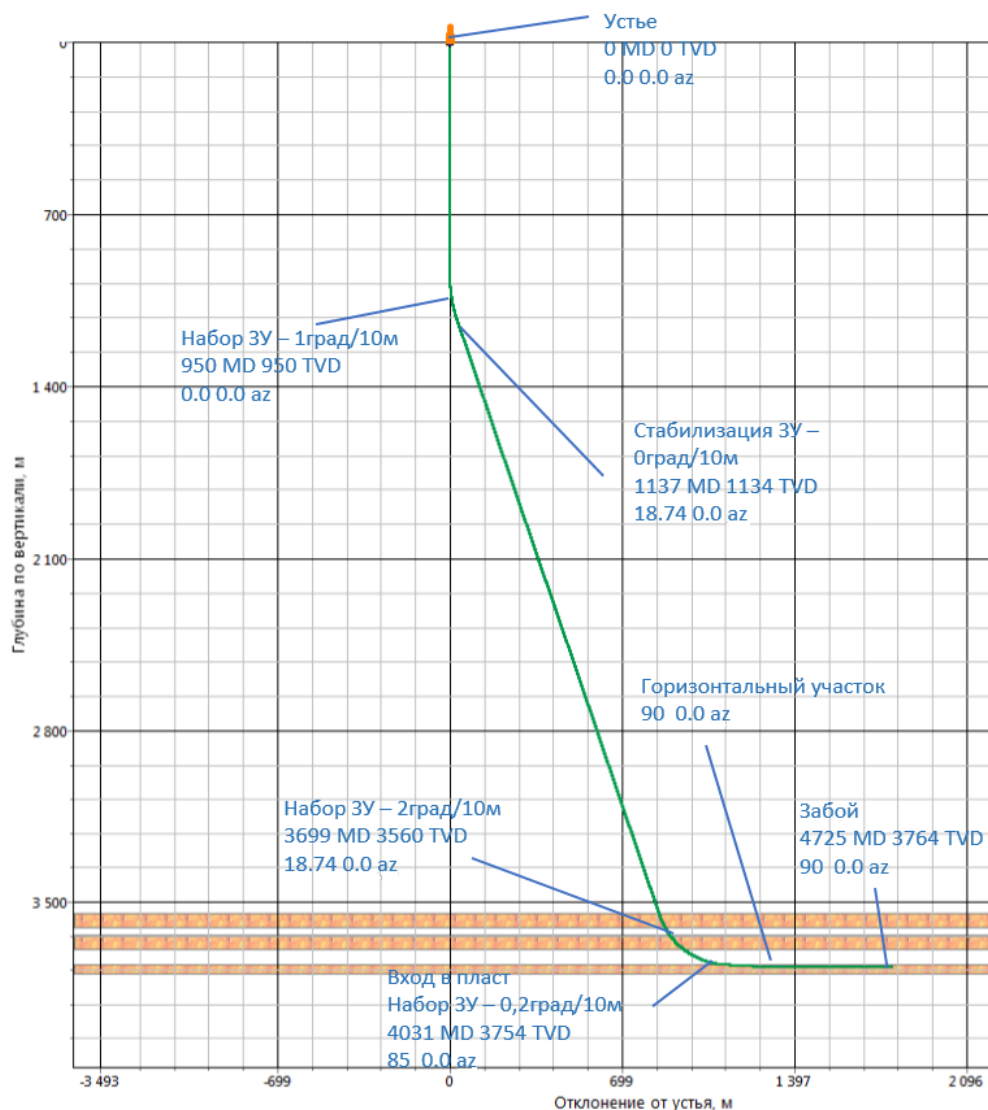


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также учтены возможные трудности проводки скважины. Оптимально подобраны интервалы вертикальных участков, участков стабилизации. Далее по разделу приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя понимается система скважина-крепь в интервале продуктивного пласта. Конструкция забоя должна обеспечивать

устойчивость ствола, разобщение нефте- и водонапорных горизонтов, также максимально возможное дренирование в призабойной зоне пласта, максимально долгую безводную добычу пластового флюида.

По техническому заданию было необходимо запроектировать хвостовик с разрывными муфтами для дальнейшего многостадийного разрыва пласта. Исходя из этого согласно предполагаемому дебиту был выбран хвостовик 114мм (условный диаметр), поскольку скважина имеет аномально высокие пластовые давления, но небольшую проницаемость было решено выбрать цементируемый хвостовик, так как большинство недостатков данного типа заканчивания скважин нивелируется последующим МГРП.

### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

Исходя из анализа графика, несовместимая зона по условиям бурения на глубине 3754м по вертикали обязывает нас ввести обсадную колонну разделяющую вышележащие пласты от нижележащих, для обеспечения дальнейшей безаварийной проводки ствола, так же необходимо учитывать данный факт при проектировании буровых растворов. Применено следующее решение: спуск эксплуатационной колонны в заданный интервал.

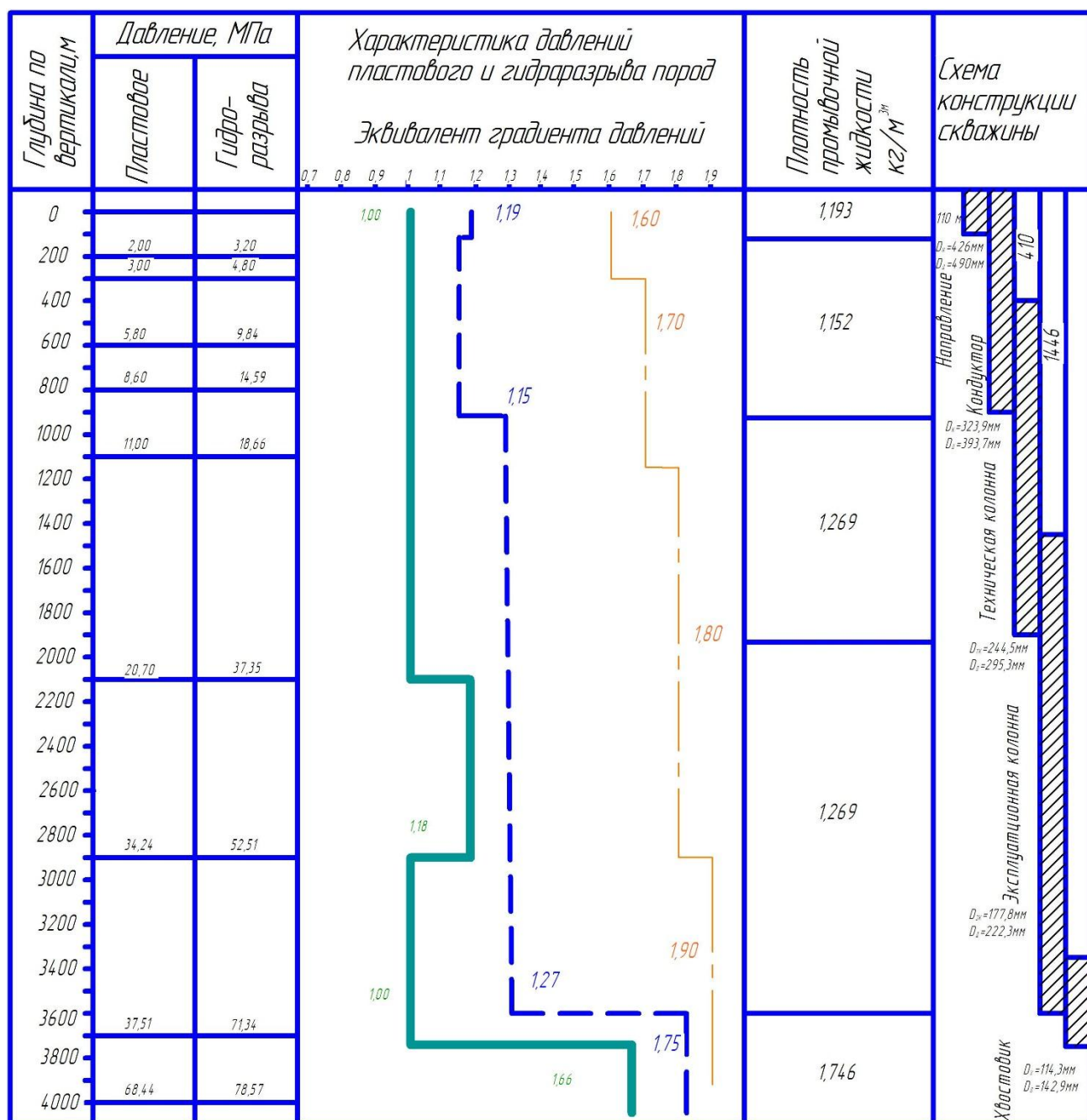


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление служит для обеспечения устойчивости горных пород вокруг устья при бурении под дальнейшие интервалы. Рекомендуется направлением перекрывать четвертичные отложения с запасом в 10 м. Так как по данному стратиграфическому делению интервал четвертичных отложений простирается до глубины 100м, принимаем глубину спуска 110м.

Спуск кондуктора определяется совокупностью нескольких факторов. В том числе: расчет недопущения разрыва под башмаком в случае флюидопрявления при дальнейшем бурении скважины. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывает зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Исходя из опыта бурения скважин на данном месторождении и возможных осложнений кондуктор спускается на глубину 910м. Данная глубина спуска позволяет изолировать прихватоопасные зоны осыпей и обвалов, зоны возможных поглощений, а также зоны ММП. Исходные данные и результат расчета минимальной глубины спуска кондуктора и технической колонны представлены в таблице 10[1].

Таблица 10 – Расчет глубины спуска кондуктора

Параметр	Значение параметра		
Индекс пласта	АС <sub>10</sub>	АС <sub>11</sub>	АС <sub>12</sub>
Глубина кровли, м	3546	3635	3754
Градиент пластового давления, МПа/м	0,0100	0,0100	0,0166
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,0119	0,166	0,166
Относительная плотность газа по воздуху	0,616	0,599	0,609
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	354,6	363,5	623,2
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	334,8	354,6	675,0
Значение параметра $e^s$	1,14	1,14	1,00
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	310,00	319,29	622,97
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1860	1920	3600
Требуемый запас	1,08	1,08	1,08
Окончательная глубина спуска колонны, м	910		

Глубина спуска технической колонны на глубину 1920 м обоснована расчетом выше, а также необходимостью перекрытия водонапорного горизонта на интервале 1900-1910 м. Спуск эксплуатационной колонны на глубину 3600 м обеспечит разобщение зон несовместимых оп условиям бурения, позволит беспрепятственно произвести замещение бурового раствора и продолжить

углубление скважины, вскрытие продуктивного горизонта. Интервал спуска хвостовика обоснован совокупностью нескольких факторов: необходимая протяженность горизонтального участка ствола, а также согласно правилам нефтяной и газовой промышленности подвесное и герметизирующее устройство потайной колонны должно устанавливаться выше башмака предыдущей колонны не менее чем на 250 м для газовых скважин [2]. Итоговый интервал спуска хвостовика 3365- 3764 м (3493-4725,4м по стволу).

#### **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 110 м и 0 – 910 м соответственно;
- при наличии газовых пластов техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 410-1967м (по стволу) и 1467–2600 м (по стволу) соответственно.
- хвостовик цементируется от башмака до подвесного устройства – 3493-3725,4 м (по стволу).

#### **2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. За начальный диаметр принимается диаметр хвостовика, принятый 114,3 мм, выбранный согласно предполагаемому дебиту скважины. Диаметр скважины рассчитывается с учетом размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 11. Конструкция скважины представлена на рисунке А.1 приложения А.

Таблица 11 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектирован ная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектирован ная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	110	110	110	110	0-110	0-110	426,0	490,0
Кондуктор	910	910	910	910	0-910	0-910	323,9	393,7
Техническая колонна	1920	1920	1967	1967	410- 1920	410- 1967	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3600	3600	3743	3743	1446- 3600	1467- 3743	177,8	222,3
Хвостовик	3365- 3764	3365- 3764	3493 - 4725	3417	3365- 3764-	3493- 4725-	114,3	142,9

### 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны  $P_{оп}$ , которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где  $P_{МУ}$  – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H, \quad (4)$$

где  $H$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, для первого пласта равная 2500 м, для второго 2615;

$\gamma_{\text{отн}}$  – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 12 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Пласт	АС <sub>10</sub>	АС <sub>11</sub>	АС <sub>12</sub>
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	36,98	37,87	39,06
Глубина залегания кровли ПП, м	3546	3635	3754
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	27,88	28,57	29,05
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	30,67	31,43	31,96
Давление опрессовки колонны, МПа	33,74	34,57	34,96

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП6-350/80x35 с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

### 2.3 Проектирование процессов углубления

В проектирование технологии процессов углубления входят: выбор породоразрушающего инструмента, подбор оптимальных режимов бурения, типов бурового раствора, компоновки бурильной колонны, гидравлической программы промывки.

Основным требованием к выбору параметров, является необходимость обеспечения успешной проводки скважины, с максимально возможными технико-экономическими показателями.



### 2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Интервал направления и кондуктора углубляется при помощи силового верхнего привода, так как он обеспечивает наибольшие скорости проходки благодаря широкому диапазону частот вращения и быстрой выполнении спуско-подъемных операций.

Под техническую колонну выбирается способ бурения с применением винтового забойного двигателя с регулируемым для создания необходимой частоты обеспечения максимальной механической скорости, набора необходимого зенитного угла, а также снижения воздействия на бурильные трубы.

Под эксплуатационную колонну и хвостовик проектируем бурение с применением роторной управляемой системы, чтобы предупредить возникновение осложнений и аварий вызванных сложной траекторией скважины.

Таблица 13 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	110	Роторный (СВП)
110	910	Роторный (СВП)
910	1967	ВЗД +СВП
1967	4725	РУС+СВП

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Исходя из физико-механических свойства горных пород по разрезу скважины, степени абразивности, категории буримости, для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы породоразрушающего инструмента:

- трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и кондуктор, которые позволят обеспечить высокую скорость проходки в мягких

породах, а также устойчивость долота при бурении строго вертикальных участков;

- PDC долота для интервала бурения под техническую, эксплуатационную колонны и хвостовик, так как эти долота позволяют создавать максимальную скорость бурения, при минимальном количестве СПО и являются хорошо управляемыми, что необходимо для сооружения данной скважины. Характеристики долот приведены в таблице 5.

Таблица 14 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0–110	100–910	910 - 1967	1967-3743	3743-4725
Шифр долота		Ш 490,0 МС-ГВ НьюТек Сервисез	Ш 393,7 МС ЦГВ НьюТек Сервисез	БИТ 295,3 В 613 УН.30	БИТ 222,3 ВТ 613	БИТ 142,9 В 516 У
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	222,3	142,9
Тип горных пород		МСЗ	МСЗ	С	С	С
Присоединительная резьба	3-171	3 177	3 171	3 152	3 117	3-88
	6 5/8	7 5/8		6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0.50	0,3	0.40	0.48	0.32
Масса, кг		294	180	82	50	16,7
G, тс	Рекомендуемая	6,4-8	12-30	2-10	2-10	2-10
	Предельная	34	45	12	12	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-300	80-400	80-400	60-400
	Предельная	600	300	400	400	400

где:  $G$  – осевая нагрузка, тс;

$n$  – частота вращения, об/мин.

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
2. Расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик долот;

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной:

$$G_{доп} = 0,8 \cdot G_{пред}. \quad (5)$$

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий по интервалам представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал,м	0-110	110-910	910-1967	1967-3743	3743-4725
Исходные данные					
$D_{\partial}$ , см	49,00	39,37	29,53	22,23	14,29
$G_{пред}$ , Т	40	45	12	12	10
Результаты проектирования					
$G_{доп}$ , Т	3,2	34,0	9,6	9,6	8,0
$G_{проект}$ , Т	3	3,5	9,0	9,0	7,0

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_{\partial}}, \quad (6)$$

где  $V_l$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{\partial}$  – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения применяемые на производстве. Результаты представлены в таблице 7.

Таблица 17 – Результаты частоты вращения долота

Интервал,м	0-110	110-910	910-1967	1967-3743	3743-4725	
1	2	3	4	5	6	
Исходные данные						
$V_{л}$ , м/с	3	3	2	2	1	
$D_{\partial}$	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	490.0	393.7	295.3	222.3	142.9

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6
Результаты проектирования					
$n_I$ , об/мин	117	144	129	172	267
$n_{стат}$ , об/мин	60	140	140	140	220
$n_{проект}$ , об/мин	40	60	129	140	180

В интервале бурения под направление (0-110 м) запроектировано значительно меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено ограничениями частоты вращения, вызванными конструктивными особенностями долота. Для интервалов бурения под кондуктор и техническую колонну были выбраны значения согласно статистическим данным. Для эксплуатационной колонны и хвостовика была выбрана величины, обеспечивающая оптимальную скорость для работы с РУС.

### 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расход бурового раствора должен быть подобран таким образом, чтоб выполнялись следующие условия: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя от шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (7)$$

где  $K$  – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м<sup>2</sup> забоя (принимается от 0,3 до 0,65 м<sup>3</sup>/с, большие значения берутся для мягких пород);

$S_{заб}$  – площадь забоя, м<sup>2</sup>, определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_o^2 \quad (8)$$

Расход раствора  $Q_2$  при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{\max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (9)$$

где  $V_{кр}$  – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

$V_M$  – механическая скорость бурения, м/ч;

$\rho_n$  – плотность разбуриваемой породы, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_p$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{см}$  – плотность раствора со шламом, г/см<sup>3</sup>;

$S_{\max}$  – максимальная площадь кольцевого пространства, м<sup>2</sup>, рассчитывается по формуле:

$$S_{\max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{от}^2), \quad (10)$$

где  $d_{от}$  – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

$D_c$  – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_{\partial} \cdot \sqrt{K_K}, \quad (11)$$

где  $K_K$  – коэффициент каверзости.

Критическая скорость проскальзывания  $V_{кр}=0,1-0,15$  м/с, большее значение берется для более крупного шлама, то есть в мягких породах. Разность  $(\rho_{см} - \rho_p)=0,02$  г/см<sup>3</sup>.

Расчет минимального расхода бурового раствора  $Q_3$  из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{\max} \cdot V_{КП \min} \cdot 1000, \quad (12)$$

где  $V_{КП \min}$  – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с, в расчетах принимается – 0,5 м/с для направления и кондуктора; 0,75 м/с для технических колонн; 1,0 м/с для эксплуатационной колонны и хвостовика.

Минимальный расход раствора  $Q_4$ , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{n \max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (13)$$

где  $n$  – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{n \max}$  – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м.

После получения расчетных значений расхода, производится сопоставление с фактическими статистическими значениями расхода бурового раствора, применяемыми на производстве. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-110	110-910	910-1920	1920-3600	3600-3754
Исходные данные					
$D_d$ , м	0,490	0,3937	0,2953	0,2223	0,1429
$K$	0,65	0,65	0,3	0,3	0,3
$K_k$	1,4	1,35	1,2	1,1	1,07
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,15	0,1	0,1	0,1
$V_m$ , м/с	35	25	17	12	10
$d_{бг}$ , м	127	127	127	127	102
$d_{max}$ , м	229	203	203	178	108
$d_{nmax}$ , м	0,01588	0,01428	0,0064	0,0074	0,0058
$n$	3	3	8	6	9
$V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,193	1,152	1,111	1,269	1,746
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	1,9	2,15	2,2	2,35	2,4
Результаты проектирования					
$Q_1$ , л/с	122,51	79,09	20,54	11,64	4,81
$Q_2$ , л/с	109,15	66,26	25,21	11,28	2,46
$Q_3$ , л/с	125,6	75,8	34,7	15,0	2,3
$Q_4$ , л/с	27,1	24,4	29,1	25,3	29,7
Области допустимого расхода бурового раствора					
$Q$ , л/с	27,1-125,6	24,4-79	20,54-34,7	11,28-25,3	2,3-29,7
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q$ , л/с	72,16	55,76	50,18	40,96	12,8

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигателя выбирается по следующим параметрам: необходимость обеспечения определенных интенсивностей набора угла, для достижения проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой

нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (14)$$

Требуемый крутящий момент определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (15)$$

где  $M_o$  – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\partial}$  – удельный момент долота, Н·м/кН;

$G_{oc}$  – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\partial} \quad (16)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_{\partial}, \quad (17)$$

где  $Q$  – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 19 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей и роторных управляемых систем по интервалам бурения.

Таблица 19 – Технические характеристики выбранного винтового забойного двигателя и роторных управляемых систем

Интервал, м		910-1967	1967-3743	3743-4725
Исходные данные				
$D_{\partial}$	м	0,2953	0,2223	0,1429
	мм	295,3	222,3	142,9
$G_{oc}$ , кН		60	60	80
$Q$ , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5
$i_{max}$ , град/10м		1	2	0,218
Результаты проектирования				
		ВЗД	РУС	РУС
$D_{з\partial}$ , мм		251,01	188,95	120,96
$M_p$ , Н·м		2364	–	–
$M_o$ , Н·м		148	–	–
$M_{y\partial}$ , Н·м/кН		36,94	–	–

Для интервалов 910 - 1967 запроектирован винтовой забойный двигатель ДГР-240М7/8.55, который позволяет обеспечить необходимые интенсивности искривления, а также позволяет обеспечить момент необходимый для разрушения горной породы.

Для интервалов 1967-3743 и 3743-4725 запроектированы РУС PowerDrive vortex 675 и PowerDrive X5 475, которые позволяют проводить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также интервалы с малыми интенсивностями набора угла, для доведения зенитного угла до 90 градусов в продуктивном пласте без СПО. Технические характеристики ВЗД и РУС представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей и роторных управляемых систем

ВЗД, РУС	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Максимальное количество оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М7/8.55	910-1920	240	9,98	2432	30-75	155	39	114-430
PowerDrive vortex 675	1920-3600	171,5	4,11	750	20-41	220	21	–
PowerDrive vortex X 475	3600-3764	120,7	4,56	542	14-25	250	5,4	–

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах А.2 приложения А.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение  $Q_{TK}$  с применением коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

Коэффициент запаса прочности вычисляется по формуле:



$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (18)$$

где  $Q_{КНБК}$  и  $Q_{Б.Т.}$  – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице А.3 приложения А представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице 21 [2].

Таблица 21 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность(в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина, м	Масса, т			КЗП		
							1 м трубы	секции	нарастающая	на выносимость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Направление												
0-110 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	0,45	–	0,120	0,120	–	–	–
	Калибратор	490,0	70,0	–	–	1,21	–	0,300	0,420	–	–	–
	УБТ	229,0	90,0	–	–	9	0,2860	2,288	2,708	–	–	–
	УБТ	178,0	71,0	–	–	9	0,1620	1,296	4,004	–	–	–
	УБТ	165,0	71,0	–	–	9	0,1360	1,088	5,092	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	81,34	0,0319	2,694	7,786	1,67	>10	>10
Кондуктор												
110-910 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	0,4	–	0,157	0,157	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	1,3	–	0,473	0,630	–	–	–
	УБТ	229,0	90,0	–	М	9	0,2860	2,288	2,918	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	63,6	–	–	4,3	–	0,350	3,268	–	–	–
	УБТ	165,0	71,0	–	М	9	0,1360	1,088	4,356	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	886	0,0328	29,11	33,46	–	8,21	2,68
Техническая колонна												
910-1967 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	0,48	–	0,082	0,082	–	–	–
	Калибратор	295,3	71,0	–	–	0,8	–	0,200	0,282	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	10,14	–	2,547	2,829	–	–	–
	ЗТС	210,0	140,0	–	–	13,6	–	2,000	4,829	–	–	–
	УБТН	178,0	102,0	–	–	18	0,139	2,502	7,331	–	–	–
	УБТ	178,0	71,0	–	–	18	0,1620	2,916	10,25	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	63,6	–	–	4,3	–	0,350	10,60	–	–	–
	УБТ	165,0	71,0	–	–	27	0,1360	3,672	14,27	–	–	–

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	БТ	127,0	108,6	9,2	М	1874	0,0328	61,49	75,76	–	3,62	1,74
Эксплуатационная колнна												
1967-3743 Бурение КНБК №4	Долото	222,3	–	–	–	0,32	–	0,050	0,050	–	–	–
	Калибратор	222,3	71,0	–	–	0,59	–	0,058	0,108	–	–	–
	Двигатель	195,0	–	–	–	7,9	–	1,400	1,508	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	13,6	–	1,700	3,208	–	–	–
	УБТН	178,0	102,0	–	–	18	0,139	2,502	5,710	–	–	–
	УБТ	178,0	71,0	–	–	18	0,1620	2,916	8,626	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	63,6	–	–	4,3	–	0,350	8,976	–	–	–
	УБТ	165,0	71,0	–	–	27	0,1360	3,672	12,65	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	3656	0,0335	122,38	135,03	–	2,57	1,27
Хвостовик												
3743-4725 Бурение КНБК №5	Долото	142,9	–	–	–	0,21	–	0,020	0,020	–	–	–
	Калибратор	142,9	71,0	–	–	0,54	–	0,033	0,053	–	–	–
	Двигатель	106,0	–	–	–	5,2	–	0,280	0,333	–	–	–
	БТ	89,0	71,0	9,0	Р	817,7 4	0,0197	16,11	16,44	2,13	9,18	3,65
	ТБТ	89,9	57,2	–	–	94	0,0745	7,003	23,45	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	3807	0,0335	127,43	150,88	1,25	2,30	2,20

### **2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Для бурения интервала под направления выбран бентонитовый буровой раствор. Бурение четвертичных отложений требует достаточно вязкий раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых пород формирует фильтрационную корку стабилизирующую породы.

Интервал бурения под кондуктор сложен глинами, склонными к гидратации и набуханию, данном интервале предполагаются осложнения вызванные их набуханием и обваливанием. Такие интервалы необходимо проходить с применением ингибирующих растворов.

Интервал бурения под техническую и эксплуатационную колонну осложнен поглощениями, возможными ГНВП, и глинами в верхнем интервале, для бурения в таких условиях эффективно будет применить KCL/полимерный раствор. Так же при проводке ствола проходится перспективный для дальнейшей разработки пласт, данным раствором так же можно сохранить и его свойства для дальнейшей разработки.

Интервал бурения под хвостовик осложнен прежде всего аномально высокими пластовыми давлениями. Для сохранения коллекторских свойств пласта был подобран утяжеленный минерализованный буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов с аномально высоким пластовым давлением. Данный раствор также обеспечит безопасную проводку горизонтального ствола.

Достижение указанного результата обеспечивается за счет подбора компонентов (количественного и качественного) в утяжеленном минерализованном буровом растворе, совместное применение которых позволяет получить растворы высокой плотности (1550-2205 кг/м<sup>3</sup>), при этом обеспечить обеспечивает сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при их первичном вскрытии.

Компонентные составы буровых растворов приведены в таблице 23-26.

В качестве производителя химических реагентов выбрана нефтесервисная компания «ССК-Технологии».

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (18)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым[2].

$P_{\text{пл}}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

$L$  – глубина скважины по вертикали, м.

В таблице 22 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 22 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>
0-110	1,17	1,1	110	1,193
110-910	1,13	9,1	910	1,152
910-1920	1,09	19,2	1920	1,111
1920-3600	1,24	36	3600	1,269
3600-3764	1,06	62,5	3764	1,746

Таблица 23– Компонентный состав бентонитового раствора для бурения интервала 0-110

Реагент	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
NaOH	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Бентонит ПБМБ	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ИКД	Понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	

Таблица 24 – Компонентный состав ингибирующего раствора для бурения интервала 110-910 м

Реагент	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Бентонит ПБМБ	Структурообразователь	Придание требуемых реологических свойств, снижение фильтрации	30-40
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8
ПАЦ ВВ	Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2
KCl	Ингибитор	Предотвращение набухания глин	50
БИОЛУБ GREEN	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
ПЕНТА 461	Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	

Таблица 25 – Компонентный состав биополимерного раствора для бурения интервала 910-3743 м

Реагент	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
TehnoGEL Ксантановая смола	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
KCl	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
БИОЛУБ GREEN	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
CaCO <sub>3</sub>	Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Септор БДУ-500	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
ПЕНТА 461	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица 26 – Компонентный состав утяжеленного минерализованного раствора для бурения интервала 3743-4725 м

Реагент	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,7
Гламин	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	5,316
МК-3	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	23,036
СМЭГ	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	28,352
МР-4	Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	177,2
Катамин АБ	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,04
Полидеформ	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	4,78
Формиат натрия HCOONa	Утяжелитель	Поддержание требуемой плотности	797,4
Основа ГС	Гидрофобизирующая жидкость	Стабилизирование стенок скважины	23,036

Технологические параметры применяемых буровых растворов приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Технологические показатели буровых растворов

Тип бурового раствора	Глинистый (0-110)	Ингибирующий (110-910)	Полимерный (910-1967)	Полимерный (1967-3743)	Утяжеленный минерализованный (3743-4725)
CHC <sub>1</sub> , дПа	6-10	10-40	30-40	30-40	69
CHC <sub>10</sub> , дПа	12-20	20-60	40-70	40-70	119
УВ, с	50-80	40-60	40-50	40-50	71
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<12	<6	<6	<6	1
pH	8-8,5	8-10	8-10	8-10	10,45
Сод. песка, %	<2,0	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5
ДНС, дПа	12-20	50-90	60-100	60-100	83
ПВ, сПз	10-12	12-35	12-15	12-15	12,2
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,193	1,152	1,111	1,269	1,269

В таблицах А.4 и А.5 приложения А представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора и химических реагентов.

### 2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 28-30 соответственно.

Таблица 28 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока , м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диа метр		
Под направление									
0	110	бурение	0,287	0,038	периферийная	4	14	117,1	690,2
Под кондуктор									
110	910	бурение	0,418	0,046	комбиниро ванная	1 3	15,9 11,1	114	493,4
Под техническую колонну									
910	1967	бурение	0,722	0,073	периферийная	7	10	91,2	313,1
Под эксплуатационную колонну									
1967	3743	бурение	1,364	0,106	периферийная	6	10	87	232,2
Под хвостовик									
3743	4725	бурение	1,17	0,08	периферийная	6	6	75,3	74,6

Таблица 29 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных	производительность, л/с	
0	110	бурение	УНБТ-1180	2	95	170	261,2	0,90	125	36,08	72,16
110	910	бурение	УНБТ-1180	2	95	170	261,2	0,90	94	27,80	55,5
910	1967	бурение	УНБТ-1180	2	95	140	387,6	0,90	125	25,09	50,18
1967	3743	бурение	УНБТ-1180	2	95	140	387,6	0,90	100	20,48	40,96
3743	4725	бурение	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	0,90	64	12,80	12,80



Таблица 30 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	110	бурение	бурение	66,1	0	20,3	0,1	10
110	910	бурение	бурение	86,4	0	54,5	1,1	10
910	1967	бурение	бурение	62,9	116,4	130,8	4,7	10
1967	3743	бурение	бурение	55,4	40,0	164,9	20,7	10
3743	4725	бурение	бурение	16,6	61,8	56,6	154,5	2,9

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для расчета осадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 31 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1030 кг/м<sup>3</sup>, продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 31 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором ( $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$ ), м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности ( $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$ ), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-110	0-110
Кондуктор	0-810	0-810	810-910	810-910
Техническая колонна	410-1806	410-1847	1806-1920	1847-1967
Эксплуатационная колонна	1446-3321	1467-3447	3447-3600	3580-3743
Хвостовик	–	–	3364-3764	3493- 4725

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

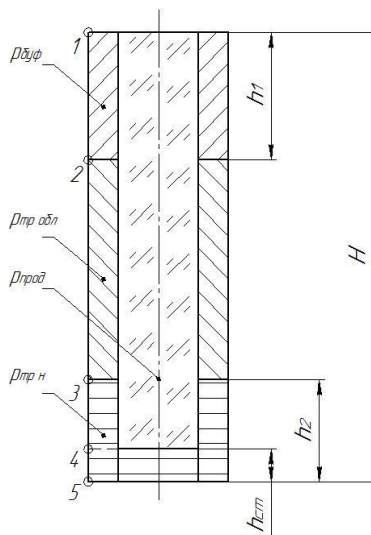


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

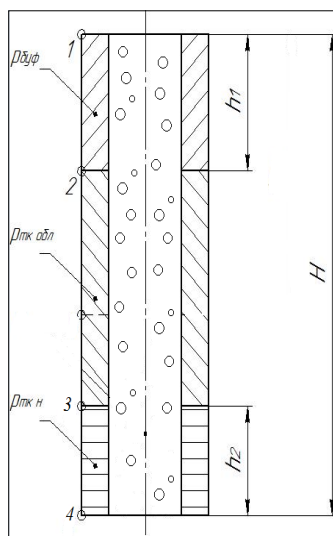


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.

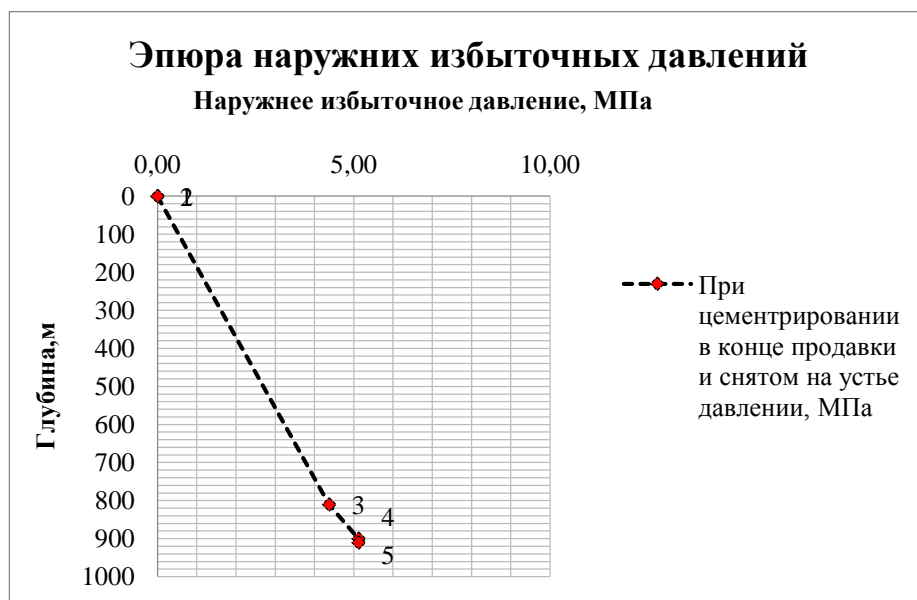


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 6.

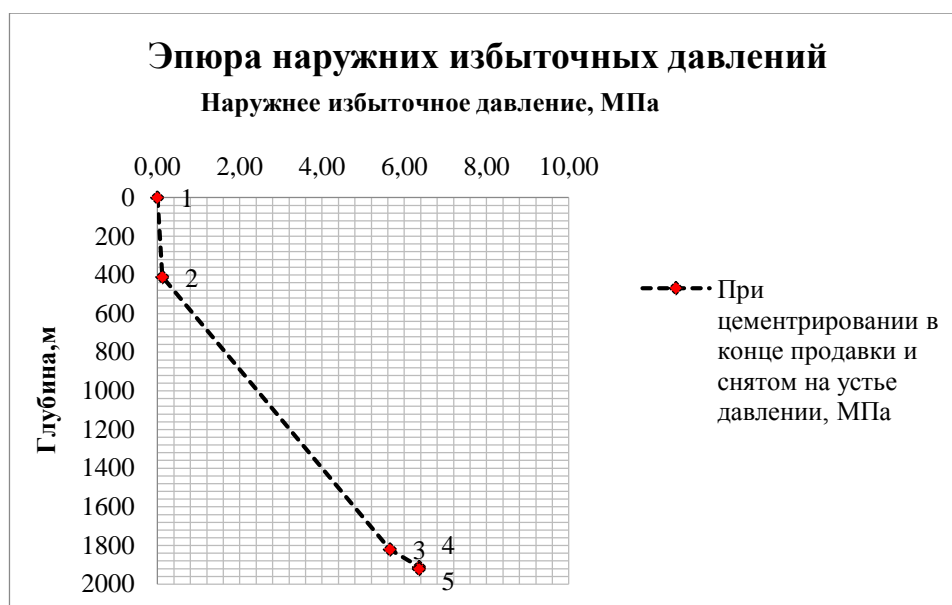


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементровании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 7.



Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 8.



Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

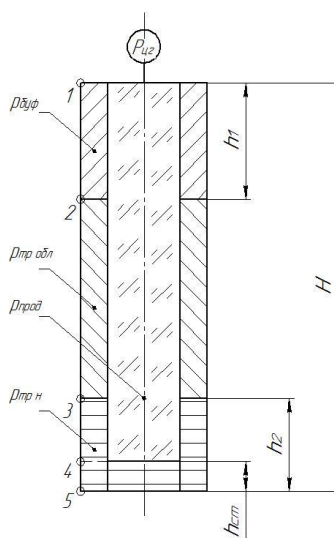


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

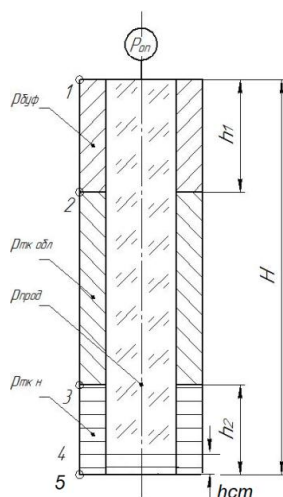


Рисунок 10 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.



Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 12.

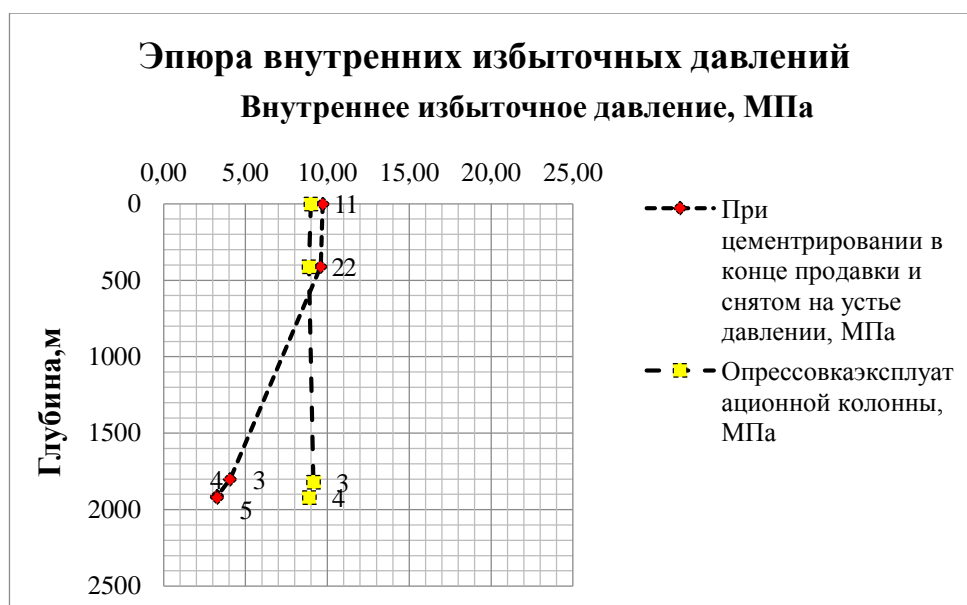


Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 13.

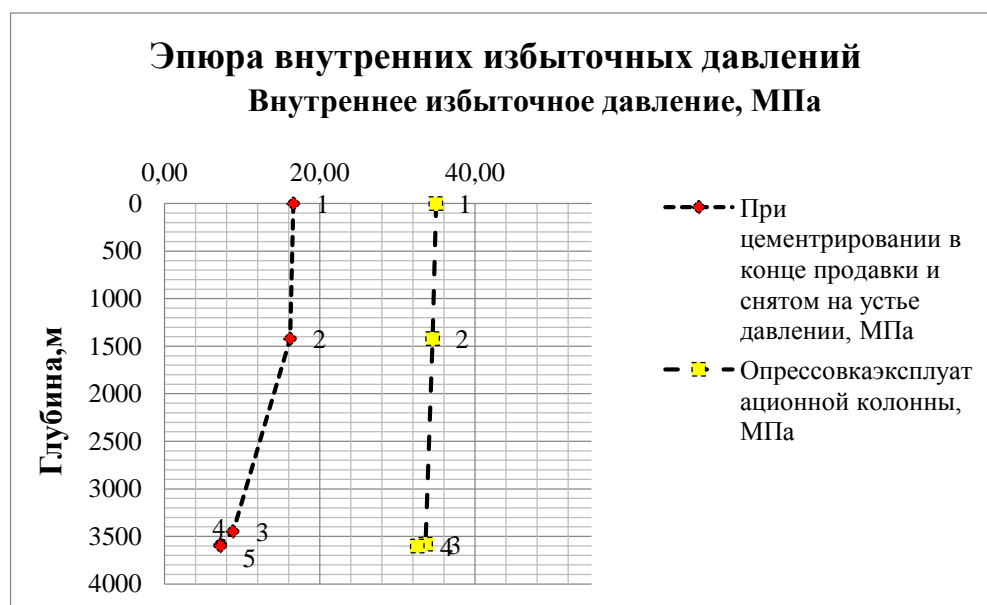


Рисунок 13 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке и проведении ГРП в хвостовике представлены на рисунке 14.

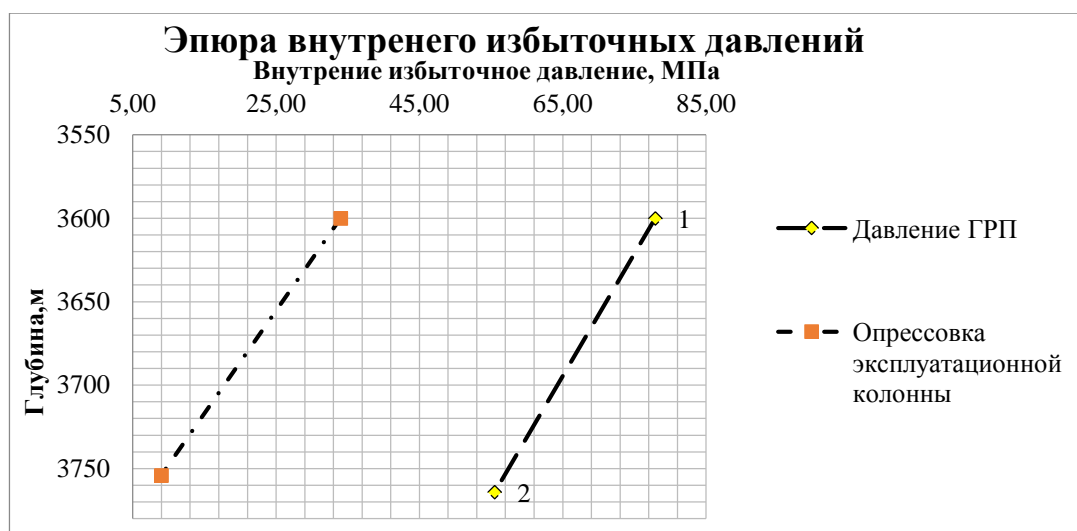


Рисунок 14 – Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями влияющими на выбор группы прочности толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а так же недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Характеристики обсадных колонн

№	Тип соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	110	106,46	11710	11710	0-110
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	9,5	910	74,4	67704	67704	0-910
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1967	47,2	92842	92842	0-1967
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	11,5	110	47,3	5203	5203	3742-3632
2	ОТТГ	Е	10,4	3633	43,0	156176	161379	0-3632
Хвостовик								
1	ОТТГ	М	8,6	1232,4	22,74	7504	27483	3493 - 4725



## 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для подвешивания хвостовика проектируется подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, которая подбирается в соответствии с диаметрами колонн.

Для дальнейшего проведения многостадийного гидроразрыва пласта, в оснастку включены муфты ГРП, активируемые перепадом давления.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, Дусл мм	Наименование, шифр, типоразмер, Производитель: Endeavour	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От по стволу	До по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 426	БКМ-426	110	110	1	1
	ЦКОД-426	100	100	1	1
	ЦЦ2-426/490	0	20	2	6
		20	105	3	
		105	110	1	
	ПРП-Ц-426	100	100	1	1
Кондуктор, 326	БКМ-326	910	910	1	1
	ЦКОД-326	900	900	1	1
	ЦЦ-324/394	0	20	2	32
		20	80	2	
		80	140	6	
		140	905	21	
		905	905	1	
	ПРП-Ц-326	100	100	1	1
Техническая колонна, 245	БКМ-245	1967	1967	1	1
	ЦКОД-245	1947	1947	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	20	2	68
		20	870	17	
		870	950	8	
		950	1962	40	
		1962	1962	1	
	ПРП-Ц-245	100	100	1	1
Эксплуатационная колонна, 178	БКОК-178Р1	3742	3742	1	1
	ЦКОД-178	3732	3732	1	1
	ЦПЦ-178/220	0	20	2	71
		20	1927	38	
		1927	2007	8	
		2007	3738	22	
		3738	3738	1	

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6
	ЦТ 178/220	3532	3732	10	10
	ПРП-Ц-В-178	3722	3722	1	1
	ПРП-Ц-Н-178	3732	3732	1	1
Хвостовик, 114	БКП-Вр-114	4725	4725	1	1
	ЦКОДУ-114	4715	4715	1	1
	МУФТА ГРПП2 – 114 (70МПа) (Зенит)	4225	4715	5	5
	ЦПЦ-114/143	3492	3502	2	45
		3502	3762	5	
		3762	4220	7	
		4220	4720	30	
		4720	4720	1	
	ЦТЖС-114/151	3502	4710	30	30
	ПРП-Ц-В-114	3722	3722	1	1
	ПРП-Ц-Н-114	3732	3732	1	1
	ПХГМЦ - 114/178	3492	3492	1	

### 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

#### 2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (19)$$

где:  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора  $P_{гс\ кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (20)$$

где:  $\rho_{буф}$ ,  $\rho_{трн}$ ,  $\rho_{тробл}$ ,  $h_1$ ,  $h_2$  – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\ кп}$  определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (21)$$

где:  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м (таблица 26)

$L$  – длина скважины по стволу, м;

Условия выполняются во всех случаях, следовательно цементируем в одну ступень.

#### **2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости**

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с.} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (22)$$

где:  $S_{к.п.о.с.}$  – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м<sup>2</sup>;

$V_{кп}$  – скорость восходящего потока, м/с (0,5–0,8 м/с);

$t$  – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

$$S_{к.п.о.с.} = \pi \cdot (D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) / 4, \quad (23)$$

где:  $D_{эк\ д}$  – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, м;

$D_{эк\ н}$  – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

$k_{срвзв}$  – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины, определяемый следующим образом.

Объем тампонажного раствора  $V_{ТР}$  (в м<sup>3</sup>) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками

скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{mp} = \pi \cdot \left[ (D_{экд}^2 \cdot k_{срезв} - D_{эки}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{эки}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн1}^2 \cdot l_{ст} \right] / 4, \quad (24)$$

где:  $L_1$  – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эквн1}$  – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{ст}$  – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости  $V_{prod}$  (м<sup>3</sup>) выполняется по формуле:

$$V_{prod} = k_{prod} \cdot \pi \cdot (d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн1}^2 \cdot h_{ст}) / 4, \quad (25)$$

где:  $k_{prod}$  – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет 1,03 ÷ 1,05);

$d_{эквн}$  – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

#### **2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов**

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{сух} = (K_{ц} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (26)$$

где:  $K_{ц}$  – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах 1,03÷1,05;

$m$  – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м<sup>3</sup>) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (27)$$

где:  $K_{\text{в}}$  – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным  $1,08 \div 1,10$ .

Включение в состав нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), повышает время загустевания тампонажного раствора.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ»[3].

Результаты расчетов приведенных выше, сведены в таблицу 34.

Схема обвязки цементирующей техники представлена на рисунке 15.

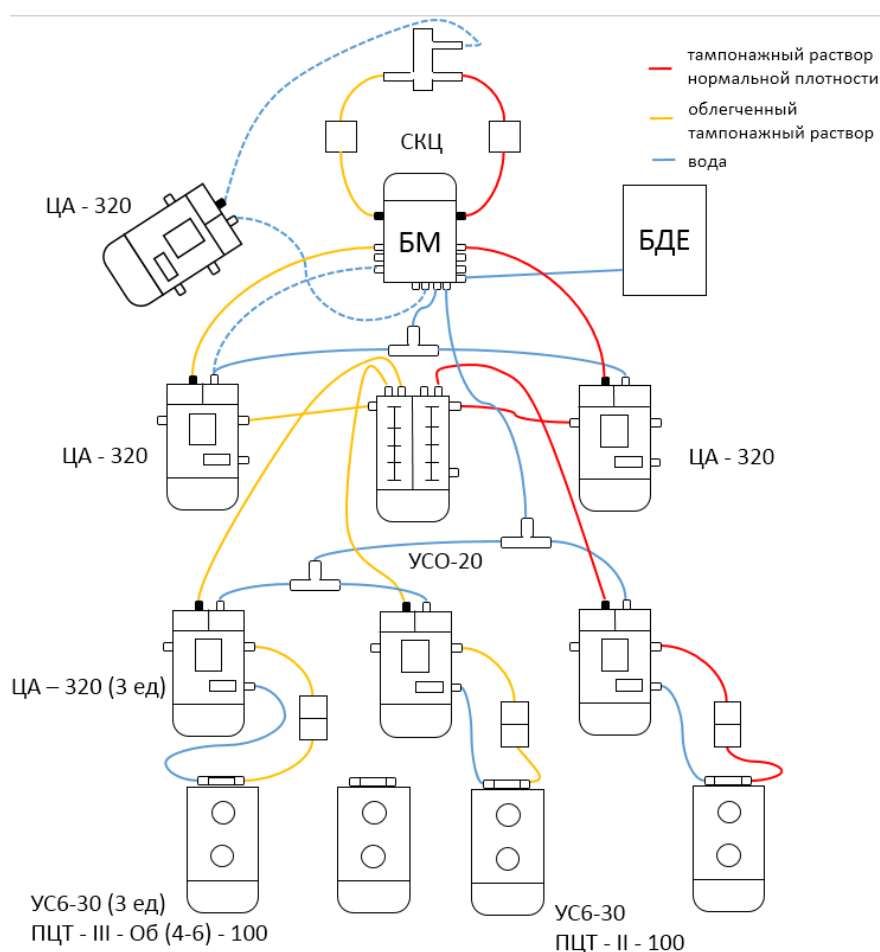


Рисунок 15 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники с применением:

- 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементирующая головка

Таблица 34 – Расчет цементированния

Параметр	Направление	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	2	3	4	5	6
Давление гидроразрыва ( $0,95P_{zp}$ ), МПа	1,67	14,70	33,64	67,54	85,29
Давление составного столба жидкости в КП ( $P_{гс\text{кп}}$ ), МПа	1,187	10,51	26,00	46,71	60,79
Гидродинамические потери давления в КП ( $P_{гдкп}$ ), МПа	0,0715	0,59	1,28	4,86	3,72
$P_{гс\text{кп}} + P_{гдкп}$ МПа	1,259	11,10	27,28	51,57	64,57
Буферная жидкость					
Объем, м <sup>3</sup>	7,28	5,21	2,11	1,33	0,51
Плотность	1100	1100	1030	1030	1100
Объем воды необходимый для приготовления, м <sup>3</sup>	6,9	4,95	3 2,01	1,26	0,49
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	510	365	148	93	36
Буферная жидкость					
Объем, м <sup>3</sup>	29,14	20,85	8,45	5,32	2,07
Плотность	1100	1100	1030	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м <sup>3</sup>	28,83	20,64	8,36	5,26	2,05
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	437	313	126	80	31
Тампонажный раствор нормальной плотности					
Объем, м <sup>3</sup>	14,66	8,34	4,64	3,10	8,95
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1800	1830	1850	1850	1820
Объем воды необходимый для приготовления, м <sup>3</sup>	8,39	5,65	3,18	2,13	5,62

Продолжение таблицы 34.

1	2	3	4	5	6
Наименование компонента	Полицем Фрост	ПЦТ - II - 50	ПЦТ - II - 100	ПЦТ - II - 100	ПЦТ - II - 150
Масса компонента, тонн	19,41	10,47	5,89	3,94	11,56
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	2	1	1	1	1 + дозатарка
Расход НТФ, кг	6,01	3,42	1,9	1,27	3,67
Облегченный тампонажный раствор					
Объем, м <sup>3</sup>	—	28,66	45,91	36,86	—
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	—	1400	1400	1400	—
Объем воды необходимый для приготовления, м <sup>3</sup>	—	24,35	38,99	31,32	—
Наименование компонента	—	ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	—
Масса компонента, тонн	—	18,79	30,09	24,16	—
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	—	2	3+1 дозатарка	3	—
Расход НТФ, кг	—	11,75	18,82	15,14	—
Продавочная жидкость					
Объем, м <sup>3</sup>	13,34	67,47	82,80	84,08	42,64
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000	1000
Наименование компонента	Вода	Вода	Вода	Вода	Вода

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

### 2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Жидкость глушения должна обеспечивать в первую очередь необходимую репрессию на пласт, для предотвращения поступления флюида в скважину, а так же сохранять коллекторские свойства пласта

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, по формуле 29.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 62,48 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3764} = 1746 \text{ кг / м}^3 \quad (29)$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 31[2].

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{114,3} + V_{вн}^{177,8}) \quad (30)$$

где  $V_{вн}^{168,3}$  – внутренний объем цементируемой части комбинированной ЭК;  
 $V_{вн}^{139,7}$  – внутренний объем не цементируемой части комбинированной ЭК.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{114,3} + V_{вн}^{177,8}) = 2 \cdot (10,81 + 76,05) = 173,72 \text{ м}^3$$

### 2.4.4.2 Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Согласно ТЗ запроектирован многостадийный разрыв пласта, исходя из опыта проведения МГРП, выбираем муфты ГРПП2 – 114(31,4МПа), соответствующие диаметру колонны и диаметру скважины. Муфта с модификацией с 12 срезными винтами, для открытия перепадом давления в 31,4 МПа, количество муфт выбираем исходя из опыта проведения МГРП, на расстоянии 85-100м, в данном случае необходимо установить 4 муфты.

### 2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

Для высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин рекомендуют применять крестовую фонтанную арматуру (5-6 схема). Поскольку скважина является газовой принимаем фонтанную арматуру по



типовой схеме 6, с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 105 Мпа: арматура фонтанная АФ6-80/65х105.

## 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего исходя из условной глубины бурения, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При проведении расчетов также учитывается проектируемый силовой верхний привод от предприятия LB-Canrig, масса которого составляет 12,2 т. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 35 [2].

Таблица 35 – Результаты проектирования буровой установки

БУ 3Д-86 (модернизированная)			
Максимальный вес бурильной колонны с СВП, тс ( $Q_{бк} + Q_{свп}$ )	154,4	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	192
Максимальный вес обсадной колонны с СВП, тс ( $Q_{об} + Q_{свп}$ )	164,3	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об} + Q_{свп}$	288
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	213,59	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$1,49 \geq 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	320		

Геолого-технический наряд представлен в приложении Г.

### **3 Уменьшение объема мертвой зоны в рабочих емкостях 4ЦС – 3Д при переводе на безамбарное бурение**

Без амбарное бурение направлено на соблюдение экологических стандартов и норм. Осуществляется путем исключения сброса жидких и твердых отходов, появляющихся в ходе работ.

Используемые системы способны удалять до 90% твердой фазы, преобразуя их в буровой шлам. Применение замкнутой циркуляционной системы позволяет возвращать практически всю жидкость в систему циркуляции.

Данный метод необходим в современных реалиях не только для снижения влияния на экологию, но и позволяет увеличить скорость проходки, снизить стоимость бурового раствора и затраты на утилизацию, а также уменьшить износ бурового долота.

Однако применение данной технологии экономически целесообразно в случаях, когда иные способы обладают более высокой стоимостью.

Зачастую на практике на безамбарное бурение переводят уже имеющиеся буровые установки и входящие в них циркуляционные системы, что безусловно вызывает некоторые технические и технологические проблемы.

Во время прохождения производственной практики мной была обнаружена следующая проблема: большой объем раствора находится в мертвой зоне, имеется трудность с зачисткой мерников в связи с безамбарным бурением.

Необходимо разработать и предложить некоторые усовершенствования, которые позволят улучшить параметры циркуляционной системы, а именно увеличить рабочий объем емкостей для приготовления и хранения раствора, облегчить их зачистку.

#### **3.1 Устройство циркуляционной системы на БУ 3Д-86 и особенности применения для безамбарного бурения**

На буровой установке БУ 3Д-86 применяется циркуляционная система, предназначенная для амбарного бурения.

Согласно проектной документации на БУ 3Д - 86 применяется циркуляционная система 4ЦС – 3Д , ТУ 3661- 002 – 9528567 – 2008 данная циркуляционная система имеет в своем составе 4 технологических емкости для хранения и обработки бурового раствора объемом 40 м<sup>3</sup> каждая.

Данные емкости имеют следующие габаритные размеры: 11500 x 2450 x 1980 мм

Из за конструктивных особенностей всасывающее отверстие бурового насоса, всасывающее отверстие шламового насоса, которым выполняется распределение раствора по мерникам после его приготовления и в процессе работы, находятся на уровне 250мм от дна емкости, что приводит к потере рабочего объема приблизительно 7м<sup>3</sup> на каждую емкость, что в сумме равно 28м<sup>3</sup> на все четыре емкости. Эскиз емкости представлен на рисунке 16

Внутренние стенки мерников около всасывающих отверстий сильно загрязнены осевшим шламом.

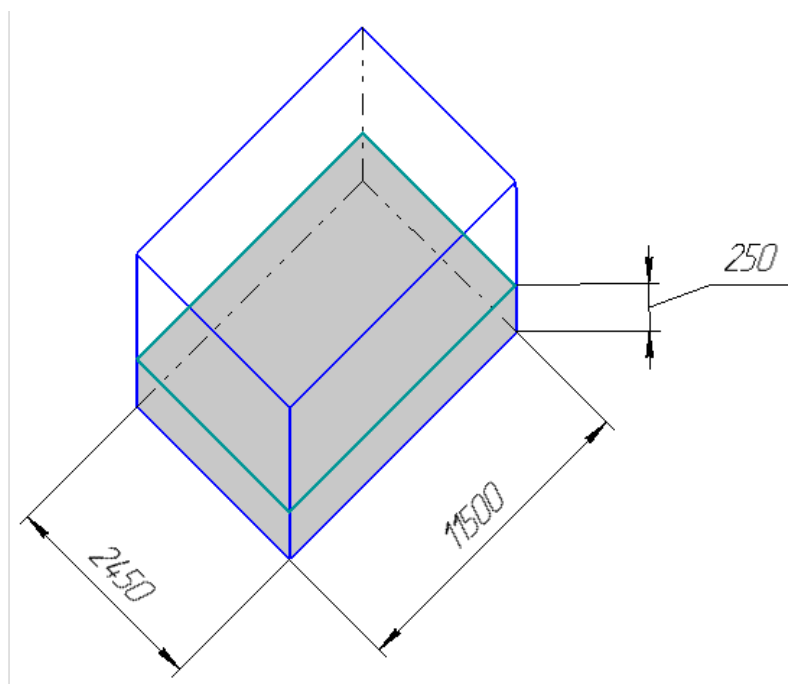


Рисунок 16– Мертвая зона

Все это осложняет перевод данной циркуляционной системы на безамбарное бурение.

### 3.2 Особенности ЦС для безамбарного бурения

На основе изученного материала, можно сделать вывод: лучше всего безамбарное бурение реализовано на мобильных буровых установках и на буровых установках эшелонного типа.

Рассмотрим на примере модуля емкостей МБУ 3200/200 ДЭР (рисунок 17).

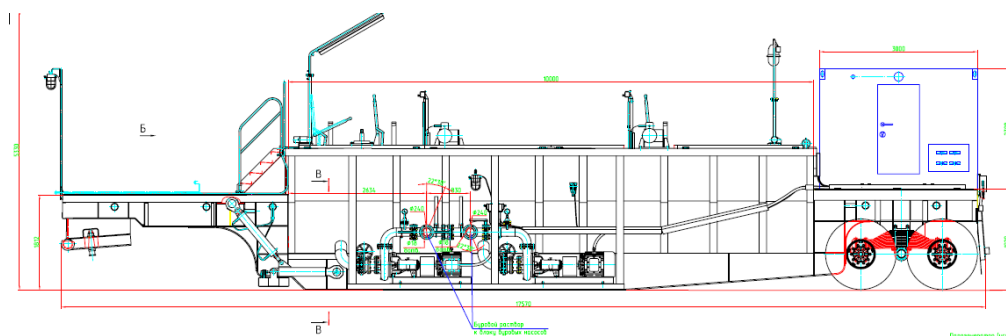


Рисунок 17 – Емкость для бурового раствора, циркуляционной системы буровой установки МБУ 3200/200 ДЭР

Безамбарное бурение возможно реализовать значительно проще, так как дно емкости находится выше от земли, чем в циркуляционной системе 4ЦС-ЗД. Это позволяет расположить всасывающие отверстия подпорных, распределяющих насосов ближе к дну емкости, что позволяет очищать емкость до полного осушения, а так же рабочий объем мерника равен фактическому объему. Для лучшей зачистки предусмотрены отверстия (люки) для сброса осажденного шлама. Все это обеспечивает наиболее быструю и качественную зачистку емкостей. Сброс осуществляется в специальную емкость, шламовоз (рисунок 18). Существуют также модификации, в которых предусмотрен сбросной желоб с рабочих емкостей, но это приводит к усложнению монтажа циркуляционной системы.

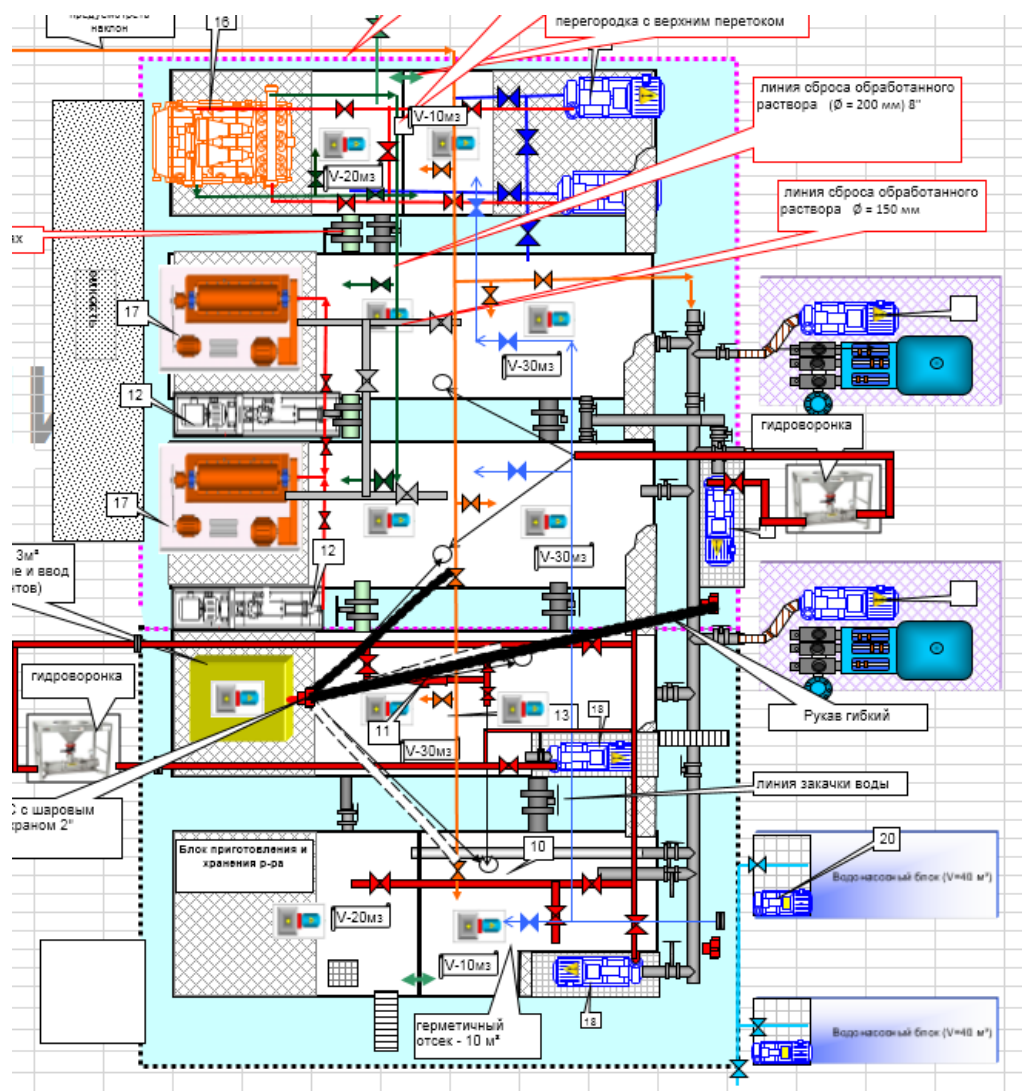


Рисунок 18 – Пример циркуляционной системы с емкостью сброса

### 3.3 Предлагаемое решение модификации 4ЦС-3Д

1. Перенести желоб к противоположному от всасывающих отверстий краю емкости
2. Изготовить углубления в мернике (ниже уровня пола емкости) и подвести к ним всасывающие отверстия шламового насоса

В соответствии с результатами компьютерного моделирования, выполненного в рамках курсового проектирования, выявлены застойные зоны, представленные темно - синим цветом на рисунке 19 [4].

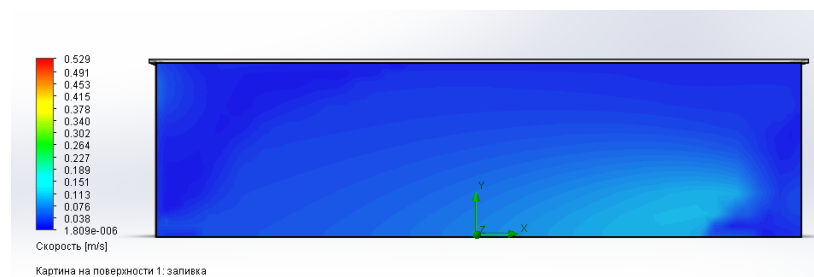


Рисунок 19 – Застойные зоны

Фактически данные зоны совпадают с указанными выше, так как в текущей конструкции желоб выходит в середину емкости, перемешиватели разносят осадок по всем четырем углам емкости, в том числе и в районе всасывающих отверстий.

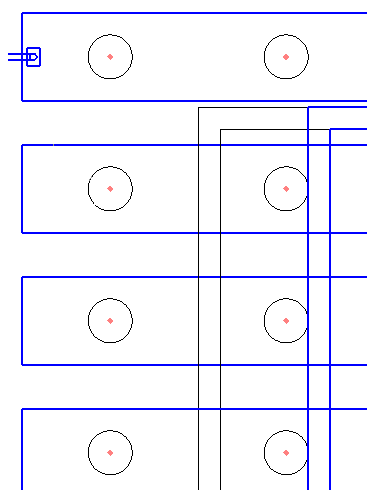


Рисунок 20 – Перенос желоба

Перенос желоба (рисунок 20) позволит сконцентрировать осадок в одном месте в емкости, на противоположной от углублений и всасывающих отверстий стороне, изготовление углублений позволит перекачивать весь объем емкости до осушения, с помощью насоса типа ШН (рисунок 21). Появится возможность перераспределять полный объем емкостей

Примерное время зачистки составит около 1,5 часа на каждый мерник, увеличение объема составит  $21,6 \text{ м}^3$

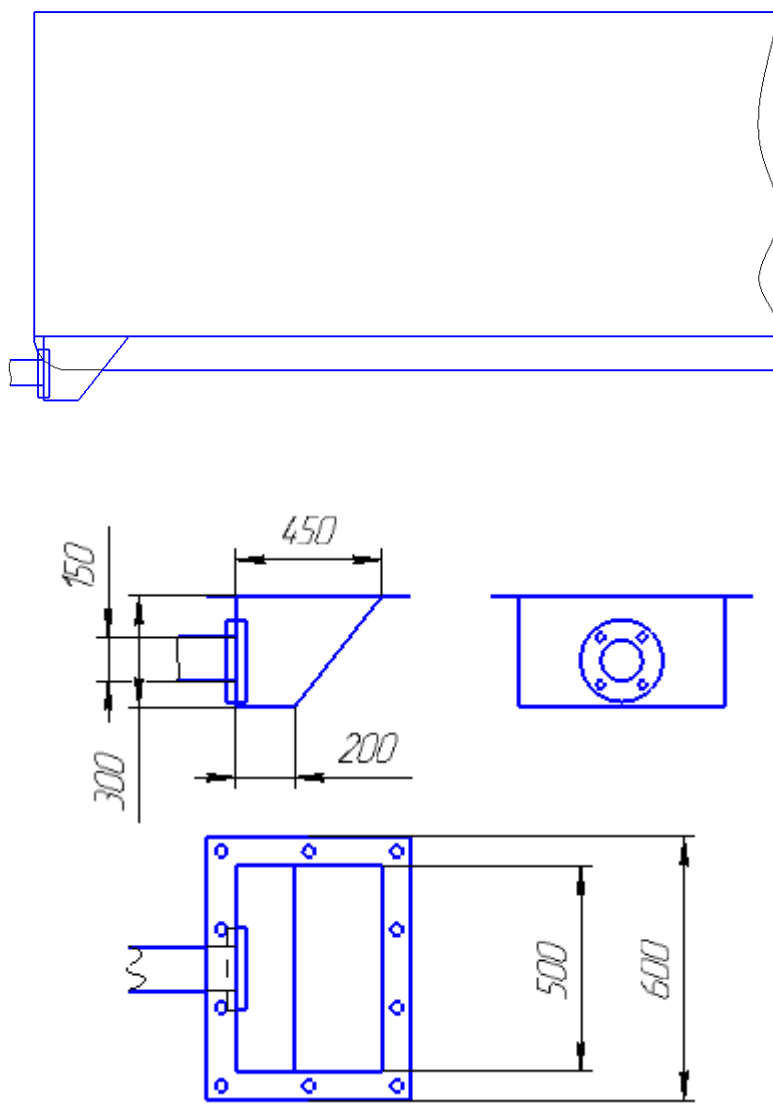


Рисунок 21 – Изготовление углублений

Согласно ПБНиГП (пункт 217): при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления

На момент прибытия на скважину 125-14 ВВЛЧ забой составлял 1785 м, под 215,9 диаметр долота, теоретический объем скважины  $62 \text{ м}^3$ . Объем раствора в емкостях должен составлять не менее  $62 \text{ м}^3$

Паспортная характеристика циркуляционной системы ЦС 3Д-86 представлена в таблице 36

Таблица 36 – Паспортная характеристика циркуляционной системы

Общий объем ЦС(рабочих емкостей), м <sup>3</sup>	160
Объем 1 мерника, м <sup>3</sup>	40
Объем мертвой зоны, м <sup>3</sup>	7,2
Объем мерника без учета мертвой зоны(для ШН), м <sup>3</sup>	32,8
Объем мерника рабочий, без учета мертвой зоны (для УНБ-600), м <sup>3</sup>	32,8

Исходя из сказанного выше, объем мертвой зоны равен 7,2 м<sup>3</sup>, следовательно распределение раствора до модификации следующее (м<sup>3</sup>): первый мерник (32,8 рабочие+7,2 мертвые)+второй мерник (29,2 рабочие +7,2 мертвые), общий расчет потерь вызванных мертвой зоной приведен в таблицах 37, 38, 39.

Таблица 37 - Расчет потерь вызванных мертвой зоной (хвостовик)

Объемная характеристика	До модификации	После модификации
Требуемый объем в ЦС, м <sup>3</sup>	62	62
Объем второго, третьего и четвертого мерников, м <sup>3</sup>	32,8	40
Объем раствора необходимого для приготовления на второй мерник до объема скважины, м <sup>3</sup>	36,4	29,2
Всего приготовлено раствора, м <sup>3</sup>	76,4	69,2
Остаток в мертвой зоне, м <sup>3</sup>	14,4	7,2

После модификации распределение раствора изменилось следующим образом(м<sup>3</sup>): первый мерник (32,8 рабочие+7,2 мертвые)+второй мерник (22 рабочие)

Ранее долотом диаметра 295,3 мм был пробурен интервал под эксплуатационную колонну до глубины 1697м, теоретический объем скважины 116,2 м<sup>3</sup>, следовательно в емкостях должно быть не менее этого объема.

До модификации распределение раствора следующее (м<sup>3</sup>): первый мерник (32,8 рабочие + 7,2 мертвые)+второй мерник (32,8 рабочие + 7,2 мертвые)



+ третий мерник(32,8 рабочие + 7,2 мертвые)+ четвертый мерник (17,6 рабочие + 7,2 мертвые)

Таблица 38 - Распределение раствора при бурение под эксплуатационную колонну

Объемная характеристика	До модификации	После модификации
Требуемый объем в ЦС	116,2	116,2
Приготовленные объемы в мернике 1, м <sup>3</sup>	40	40
Приготовленные объемы в мернике 2, м <sup>3</sup>	40	40
Приготовленные объемы в мернике 3, м <sup>3</sup>	40	40
Приготовленные объемы в мернике 4, м <sup>3</sup>	24,8	3,4
Приготовленные объемы, м <sup>3</sup>	144,8	123,4
Остаток в мертвой зоне, м <sup>3</sup>	28,8	7,2

После модификации распределение раствора следующее: первый мерник (32,8 рабочие+7,2 мертвые)+второй мерник (40 рабочие)+третий мерник(40 рабочие)+ четвертый мерник (17,6 рабочие +7,2 мертвые)

Интервал под техническую колонну был пробурен долотом диаметра 393,7 мм до глубины 710м, теоретический объем скважины 86,4 м<sup>3</sup>, следовательно в емкостях должно быть не менее этого объема.

До модификации распределение раствора следующее (м<sup>3</sup>): первый мерник (32,8 рабочие + 7,2 мертвые)+второй мерник (32,8 рабочие + 7,2 мертвые) + третий мерник(20,83+ 7,2 мертвые)+ четвертый мерник (17,6 рабочие + 7,2 мертвые).

Таблица 39 - Распределение раствора при бурение под техническую колонну

Объемная характеристика	До модификации	После модификации
1	2	3
Требуемый объем в цс	86,4	86,4
Приготовленные объемы в мернике 1, м <sup>3</sup>	40	40
Приготовленные объемы в мернике 2, м <sup>3</sup>	40	40
Приготовленные объемы в мернике 3, м <sup>3</sup>	28,03	13,6
Приготовленные объемы, м <sup>3</sup>	108,3	93,6
Остаток в мертвой зоне, м <sup>3</sup>	21,6	7,2

После модификации распределение раствора следующее: первый мерник (32,8 рабочие+7,2 мертвые)+второй мерник (40 рабочие)+третий мерник(13,6 рабочие).

### 3.4 Экономическая эффективность предлагаемых решений при бурении

Для бурения под хвостовик использовался раствор биополимерный ингибированный.

Цена данного раствора за кубический метр (без НДС) = 18 500 р

Потери на данном этапе и последующих после модификации будут вызваны только невозможность бурового насоса работать из первого мерника без мертвых зон. Расчет суммарных стоимостей раствора в мертвой зоне по интервалам, представлен в таблицах 40, 41, 42.

Таблица 40 – Расчет суммарной стоимости раствора в мертвой зоне при бурении под хвостовик

Объем раствора приготавливаемый для заполнения мертвой зоны, м <sup>3</sup>	Цена за 1 кубический метр без НДС, р	Суммарная стоимость раствора в мертвой зоне, р
До модификации		
14,4	18 500	262 700
После модификации		
7,2	18 500	133 200

Для бурения под эксплуатационную использовался раствор полимер-глинистый соленасыщенный

Цена данного раствора за кубический метр (без НДС) = 31 500 р.

Таблица 41 – Расчет суммарной стоимости раствора в мертвой зоне

Объем раствора приготавливаемый для заполнения мертвой зоны, м <sup>3</sup>	Цена за 1 кубический метр без НДС, р	Суммарная стоимость раствора в мертвой зоне, р
До модификации		
28,8	31 500	907 200
После модификации		
7,2	31 500	226 800

Для бурения под техническую колонну использовался раствор биополимерный ингибированный (потери 7,2 м<sup>3</sup>)

Цена данного раствора за кубический метр (без НДС) = 18 500 р

Таблица 42 – Расчет суммарной стоимости раствора в мертвой зоне

Объем раствора приготавливаемый для заполнения мертвой зоны, м <sup>3</sup>	Цена за 1 кубический метр без НДС, р	Суммарная стоимость раствора в мертвой зоне, р
До модификации		
21,6	18 500	399 600
После модификации		
7,2	18 500	133 200

Все это также вызывает трудности при зачистке емкостей, так как данным проектом предусмотрено безамбарное бурение, следовательно, невозможно использовать предусмотренные заводом - изготовителем отверстия для сброса остатков бурового раствора и осевшего шлама в амбар

В среднем на зачистку одной емкости сейчас требуется:

- 4 человека
- 1 емкость для промежуточного хранения отработанного раствора
- 5 часов рабочего времени

Зачастую зачистка емкостей происходит попарно (1 и 2 рабочая емкости)

Следовательно, уходит 10 часов рабочего времени 4 членов бригады

Стоимость суток простоя буровой установки приблизительно 1 млн рублей. За процесс бурения зачистка емкостей при переводе производится минимум три раза, что по времени может занимать от 30 до 40 часов.

### 3.5 Выводы об экономической эффективности

В таблице 43 представлена сводная информация о расходах до модификации и после модификации.

Таблица 43 – Сводная таблица оценки экономической эффективности

Суммарные расходы на заполнение мертвой зоны до модификации, р	1 569 500
Суммарные расходы на заполнение мертвой зоны до модификации, р	533 200
Разовая инвестиция в модификационные решения 69 400 р	69 400
Трудозатраты буровой бригады на зачистку мерника и простой буровой установки, р	1 458 333
Итоговый перерасход средств, р	2 494 633

Разовая инвестиция в размере 69 400р, позволит систематически на всем протяжении работы буровой установки с данной модифицированной циркуляционной системой экономить около 2 494 633 рублей. Очевидно что данная модификация экономически эффективна, так БУ 3Д-86 очень часто применяется при разведочном бурении, и будет применяться еще продолжительное время, поскольку является одной из самых удобных и практичных буровых установок .

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия**

#### **4.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

ООО «Газпром бурение» было создано в мае 1997 года в результате объединения специализированных управлений буровых работ, входивших в состав газодобывающих предприятий ПАО «Газпром».

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по строительству скважин в различных геологических и климатических условиях, что дало возможность перераспределения в соответствии с производственной необходимостью буровых мощностей и кадрового потенциала между филиалами в разных регионах РФ.

В состав ООО «Бургаз» (сегодня ООО «Газпром бурение») вошло пять филиалов: «Кубаньбургаз» (Краснодарский край, основан в 1944 г.), «Севербургаз» (Республика Коми, основан в 1946 г.), «Оренбургбургаз» (Оренбургская область, основан в 1970 г.), «Тюменбургаз» (ЯНАО, основан в 1979 г.), «Астраханьбургаз» (Астраханская область, основан в 1985 г.).

Всего за 1997-2013 годы компанией было пробурено более 7 млн. метров горных пород, закончены строительством 3669 скважин. По результатам разведочного бурения были построены 409 скважин с суммарной проходкой более 1,2 млн метров, что позволило открыть 25 новых месторождений и 64 новые залежи на открытых ранее месторождениях.

#### **4.1.2 Организационная структура предприятия**

ООО «Газпром бурение» - генеральный подрядчик ПАО «Газпром» по строительству скважин на месторождениях и площадях полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Приразломного месторождения в Печорском море. Среди партнеров ООО «Газпром бурение», помимо ПАО «Газпром», крупнейшие российские газо-нефтедобывающие компании, такие

как ОАО «НК Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», ЗАО «Независимая нефтяная компания» и другие.

ООО «Газпром бурение» имеет пять производственных филиалов: «Уренгой бурение», «Краснодар бурение», «Астрахань бурение», «Ухта бурение», «Оренбург бурение», Представительство в г. Санкт-Петербурге и три дочерних общества:

1. ПАО «Подзембургаз», осуществляющее деятельность по подготовке структур для создания подземных хранилищ газа
2. ООО «Управление технологического транспорта и специальной техники – Бурсервис», отвечает за транспорт (грузоперевозки, обслуживание);
3. ООО «Национальный буровой сервис»,

Схема организационной структуры представлена на рисунке 22.



Рисунок 22 – Схема организационной структуры

## **4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

### **4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы
- бурение и крепление скважины

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекта
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [5],[6].

Все расчеты сведены в нормативной карте в таблице Б.1 приложения Б.

### **4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ**

В компании «Газпром-Бурение» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Всего на сооружение скважины необходимо 545,27 часов (22,7 суток).

Линейный календарный график (таблица 44) наглядно показывает занятость бригады и позволяет оценить возможность распределения, что позволяет избежать простоев.

Таблица 44 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	40									
Буровая	23									
Испытания	5									

#### 4.2.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют: сметную цену всего объема буровых работ, накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные, свод затрат по строительству скважины

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам. Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [7], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы ;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины



Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

Затраты зависящие от времени: оплата труда буровой бригады, содержание бурового оборудования и амортизация.

Затраты зависящие от объема работ (на 1 м проходки): расход долот, износ бурильных труб, расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты.

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 218

Сводный расчет в ценах 1984 года приведен в таблицах Б.2-Б.3 приложения Д

Сводный сметный расчет представлен в таблице Б.4 приложения Б.

## **5 Социальная ответственность**

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

В связи с невозможностью осуществления ежедневного возвращения рабочего персонала к месту постоянного проживания из-за значительного удаления участков работ - установлен вахтовый метод работы (в соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 297) [8].

Буровые работы входят в перечень вредных и опасных, согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, все работники обязаны проходить медицинское обследование и не иметь противопоказаний к выполнению данного вида работ[9].

Все работники обязаны иметь соответствующую выполняемым работам квалификацию и быть допущены к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 298 ТК РФ)[10].

Сверх заработной платы, начисленной по тарифным ставкам и окладам за отработанное время, каждый работник получает следующие выплаты: стимулирующие доплаты за профессиональное мастерство, регулярное или периодическое премирование, компенсационные выплаты, связанные с режимом и условиями труда (районные коэффициенты сложных климатических условий), доплату за работу во вредных и опасных условиях, на тяжелой работе (ночное время, многосменный режим), и др.

Кроме того работникам предоставляется проезд до места ведения работ за счет организации ведущей работы, время в пути отдельно оплачивается.

#### **5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны**

Работа ведется на буровых установках спроектированных согласно гигиеническим требованиям к машинам и механизмам, применяемым при

разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых (СанПиН 1964-79) [11].

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 [12].

При проектировании рабочего места для управления машиной следует учитывать размеры тела человека, его биохимические и физиологические возможности, с учетом поправки на спецодежду, а также требования ГОСТ 22269-76.

## 5.2 Производственная безопасность

Буровая установка – это опасный производственный объект. При работе на данном объекте необходимо учитывать все возможные опасные и вредные факторы. Однако в рамках данного раздела рассмотрим самые важные и наиболее вероятные.

Таблица 45 - Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	нет	да	да	ГОСТ 12.1.012-2004
2. Недостаток освещения	да	да	да	СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95
3. Движущиеся части и механизмы	нет	да	да	ГОСТ 12.2.003-74 ГОСТ 12.4.026-2001
4. Работа на высоте	нет	да	да	ПОТ Р М-012-2000
5. Неблагоприятные климатические условия	нет	да	да	СанПиН 2.2.4.548-96 ТК РФ Статья 109

### **5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего**

#### **5.3.1Повышенный уровень общей и локальной вибрации**

Регламентирование уровней вибрации на рабочем месте осуществляется - ГОСТ 12.1.012-2004.

На кустовой площадке основным источником вибрации является буровое оборудование (приводные двигатели, буровые насосы, вибросита).

Вибрация негативно воздействует на организм человека, в первую очередь поражается нервная система и анализаторы. У рабочего могут возникать различные симптомы: укачивание, нарушение координации, нарушения вестибулярного аппарата, головокружения[13].

При постоянном воздействии приводит к вибрационной болезни.

Значения нормируемых параметров определяется согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319.

Таблица 46 – Допустимые нормы вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
63	0,0072	2

Соблюдение установленных гигиенических норм по вибрации на рабочих местах-ответственность работодателя. Производится оценка рисков, связанных с вибрацией и принимаются следующие меры: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека, контроль за правильным использованием средств виброзащиты, проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

Также работник обязан соблюдать правила и нормы, которые предусмотрены регламентом ведения работ, использовать предусмотренные средства индивидуальной и коллективной защиты: виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики.

### 5.3.2 Недостаток освещения

Работа на буровой площадке ведется как в дневное, так и в ночное время, что вызывает недостаток естественной освещенности, также буровая установка проектируется с учетом климатических условий (ветронагрузка, низкие температуры), что вызывает недостаток освещения внутри производственных помещений.

Инженерно-технический состав, выполняет свои должностные обязанности в основном за персональным компьютером внутри вагона-офиса, нормы которых регламентируются согласно СНиП 23-05-95[14]:

Таблица 47 – Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	B
Контраст объекта с фоном	средний
Характеристика фона	светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэффициента пульсации местного, %	15
Норма коэффициента пульсации общего освещения, %	20

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой установке должна обеспечиваться освещенность, приведенная в таблице ниже [2].

Таблица 48 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Перевенторная площадка	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

### **5.3.3 Движущиеся части производственного оборудования и механизмы**

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001.

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги[12].

### **5.3.4 Работа на высоте**

Запроектированная буровая установка имеет высоту 45 метров, высота роторной площадки 8м, зона верхового рабочего на высоте 34 метров, следовательно, большинство работ производимых на буровой установке относятся к работам на высоте.

Так как к работам на высоте относятся:

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более

- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75 градусов;

- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, выступающими предметами.

Падения с высоты приводят к особо серьезным последствиям для человека, такие как переломы, разрывы внутренних органов, рваные раны. Опасным фактором также является применение рабочего инструмента на высоте, существует риск его падения в рабочую зону. Каждый работник должен быть обучен работам на высоте и иметь соответствующий допуск.

Согласно ПОТ Р М-012-2000 обеспечиваются следующие меры безопасности:

- производить работы в опасной зоне без страховочных ограждений, только с использованием предохранительных поясов или страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности (исключается использование самодельных средств)

- запрещается выполнять работу в одиночку

- работник обязан находится в зоне видимости других работников

- для перехода рабочего с одного мета на другое необходимо применять переходные мостики имеющие ограждение не менее 1,1 м

- вес ручной инструмент должен быть застрахован от падения [15].

### **5.3.5 Неблагоприятные климатические условия**

Буровые работы ведутся в круглогодичном режиме, в зимний период температура воздуха может опускаться до  $-65^{\circ}\text{C}$ , с высоким уровнем осадков в виде снега, в летнее время подниматься до  $+32^{\circ}\text{C}$ , осадки в виде дождя.

Длительное воздействие на человека низких температур приводит к нарушению терморегуляции, обморожению участков кожного покрова, слабость, сонливость, накоплению усталости. Воздействие высоких температур

сказывается повышенным потоотделением, что вызывает обезвоживание, учащением дыхания, нарушением координации, возникает тепловой удар.

Микроклимат на рабочем месте должен соответствовать СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

В качестве защиты от неблагоприятных климатических условий в зимний период, необходимо применять коллективные средства защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, защитные конструкции от ветра, осадков, осуществлять чередование труда и отдыха (обогрева), приостанавливать работу при неблагоприятных условиях работы. В качестве индивидуальной защиты используется зимняя спецодежда.

В летний период необходимо принимать следующие меры: проветривание и кондиционирование помещений (зон отдыха), обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков[16].

Таблица 49 – Метеорологические условия приостановки работ

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-40
не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

## 5.4 Экологическая безопасность

Непредвиденные аварийные ситуации оказывают наиболее сильное негативное воздействие на экологическую обстановку. Именно поэтому необходимо оценивать риски возникновения таких ситуаций и рассчитывать возможный ущерб, а также принимать меры по их недопущению, проектировать наиболее благоприятные методы ликвидации последствий. Кроме того, следует стремиться к минимальному воздействию на экологическую систему во время проведения всех штатных операций.



### **5.4.1 Защита атмосферы**

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования [17].

### 5.4.2 Защита гидросферы

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

### 5.4.3 Защита литосферы

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

1. Подготовка кустовой площадки (производится вырубка деревьев, отчуждение земле под площадку, снимается плодородный слой почвы, движение автотранспорта по естественным покровам)

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и транспортируются к месту утилизации.

Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06, указаны в таблице В.1 приложения В[18].

Меры предотвращения загрязнения: хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов в металлических емкостях, на специально оборудованной обвалованной территории, все химические реагенты транспортируются в герметичных емкостях и специализированной техникой, все система циркуляции бурового раствора должна быть замкнута, применение безамбарного способа бурения, при ликвидации скважины установлен цементный мост не менее 50 метров

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранном до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель.

## **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация на буровом объекте – это обстановка на буровой площадке, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь или повлекла за собой смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери

Вовремя строительства скважин возможно возникновение различных чрезвычайных ситуаций, как техногенного так и природного характера: пожары, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой, под воздействием природных или технических факторов, нападение диких животных

Самым вероятным и самым опасным видом ЧС при строительстве скважин является газоводонефтепроявление (ГНВП).

Основные причины ГНВП:

- нарушения технологии строительства скважин (несоответствие параметров бурового раствора, недолив скважины при СПО, длительные остановки без промывки), ошибки при проектировании
- технические неполадки с оборудованием (отказ контрольно-измерительной аппаратуры для определения ГНВП, выход из строя противовыбросового оборудования, нарушение в работе насосов, систем долива)
- горно-геологические осложнения (поглощение бурового раствора, уменьшение плотности раствора поступившим из пласта газом)

Методы по предупреждению ГНВП:

- правильный выбор конструкции скважины
- контроль и поверка ПВО, регулярные опрессовки
- вывешивание плакатов, предупреждающих о том, что пласт вскрыт
- поддержание проектных параметров бурового раствора
- контроль качества цементирования
- тренировки и инструктажи (сигнал Выброс).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком, с длиной по стволу 4725 метров на Восточно-Уренгойском лицензионном участке.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен пяти-интервальный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять роторные-управляемые системы. Сложность профиля скважины обусловлена длинным участком стабилизации с малым зенитным углом и большие интенсивности искривления при входе в проектный горизонт, а также сравнительно небольшая мощность пласта, которая требует особой точности. РУС позволят с высокой точностью и технико-экономической эффективностью произвести поводку этих интервалов интервалов. Для наиболее эффективной работы РУС, было решено также применить силовой верхний привод, обеспечивающий необходимые частоты вращения (порядка 180 об/мин) и высокую механическую скорость проходки.

Продуктивный пласт имеет аномально высокие давления, что усложнило подбор промывочной жидкости. Типовые системы бурового раствора не позволяют производить эффективного утяжеления до требуемой плотности ( $1,746 \text{ г/см}^3$ ). Решением данной проблемы стало применение утяжеленного минерализованного бурового раствора, подходящего для вскрытия, с утяжелением с помощью формиата натрия.

Так как продуктивный пласт имеет низкую проницаемость (0,1-3,5 мД), в техническом задании было принято решение проводить МГРП, для этого были запроектированы муфты МГРП ГРПП2 – 114(31,4МПа), активируемые перепадом давления, расчет их количества их интервалов установки проводился, на основе опыта проведения МГРП в подобных условиях.

В специальной части были рассмотрена проблема перевода БУ-3Д на безамбарное бурение, выявлена и обоснована экономически (все данные о стоимости ресурсов, приняты в соответствии с проектной документацией, с согласия компании ООО «Газпром – Бурение»), необходимость усовершенствования циркуляционной системы.

Главными преимуществами модификации данного типа являются: универсальность для типовых 4ЦС-3Д, низкая стоимость, за счет исключения покупки нового дорогостоящего оборудования и низкой себестоимости работ, простота создания и использования.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение произведен расчет сметной стоимости работ по строительству газовой скважины, рассчитаны нормы времени. Полное время необходимое на строительство скважины составляет 546 часов, из них на бурение 245 часов, на крепление 212 часов, на геофизические исследования 89 часов.

Раздел социальная ответственность содержит основные выкладки по технике безопасности на буровой установке, также в данном разделе рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Леонов, В.О. Курсовой проект «Выявление застойных зон в емкости для бурового раствора»[Текст] / В.О. Леонов. – Томск: ТПУ, 2019 – 10с
5. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
6. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
7. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства
8. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0)
9. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н (ред. от 13.12.2019) "Об утверждении перечней вредных и (или) опасных

производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда" [Электронный источник] / [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_120902/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_120902/)

10. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Ограничения на работы вахтовым методом» [Электронный источник] / [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/af72ada0e271d7cdc217199d8c67f147d8974583/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/af72ada0e271d7cdc217199d8c67f147d8974583/)

11. «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых» СанПиН 1964-79 от 19.02.1979г.

12. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1992. - Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 06.06.91 N 807

13. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008 –М: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2008

14. «Естественное и искусственное освещение» СНиП 23-05-95 от 01.01.1996 г. – Введ. постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78

15. ПОТ Р М-012-2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте – Введ: Министерство труда и социального развития Российской Федерации постановление от 4 октября 2000 г. № 68



16. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ статья 109 (ред. от 16.12.2019) «Специальные перерывы для обогрева и отдыха» [Электронный источник] / <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-5/gl-18/st-109-tk-rf>

17. Федеральный закон от 4 мая 1999 г. N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями и дополнениями) Глава III. «Организация деятельности в области охраны атмосферного воздуха» (ст. ст. 9 - 20) Статья 12. «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на атмосферный воздух»

18. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – Введ: 01.07.1987. : постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

## Приложения А

### Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблицы А.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	с горизонтальным участком на конце									
Глубина скважины по вертикали, м				3746		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м			1	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				3754		Зенитный угол в конце участка набора угла, град			18,74	
Отход скважины, м				1800		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м			2	
Длина первого участка стабилизации, м				950		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			85	
Длина второго участка стабилизации, м				2562		Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10 м			0,218	
Длина третьего участка стабилизации, м				470		Зенитный угол при проходе по продуктивному пласту, град			90	
Длина интервала бурения по пласту, м				700						
Расчётные данные										
№ интер-вала	Длина по вертикали, м			Отход, м		Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Длина интервала, м	За интервал	Общее	В начале	На конце	Интервала	Общая	
1	0	110	110	0	0	0	0	110	110	
2	110	950	840	0	0	0	0	840	950	
3	950	1134	184	30	30	0	18,7413	187	1137	
4	1134	3561	2427	823	854	18,7413	18,7413	2562	3700	
5	3561	3754	193	246	1100	18,7413	85	331	4031	
6	3754	3764	10	230	1330	85	90	230	4260	
7	3764	3764	0	470	1800	90	90	470	4725	

## Конструкция скважины

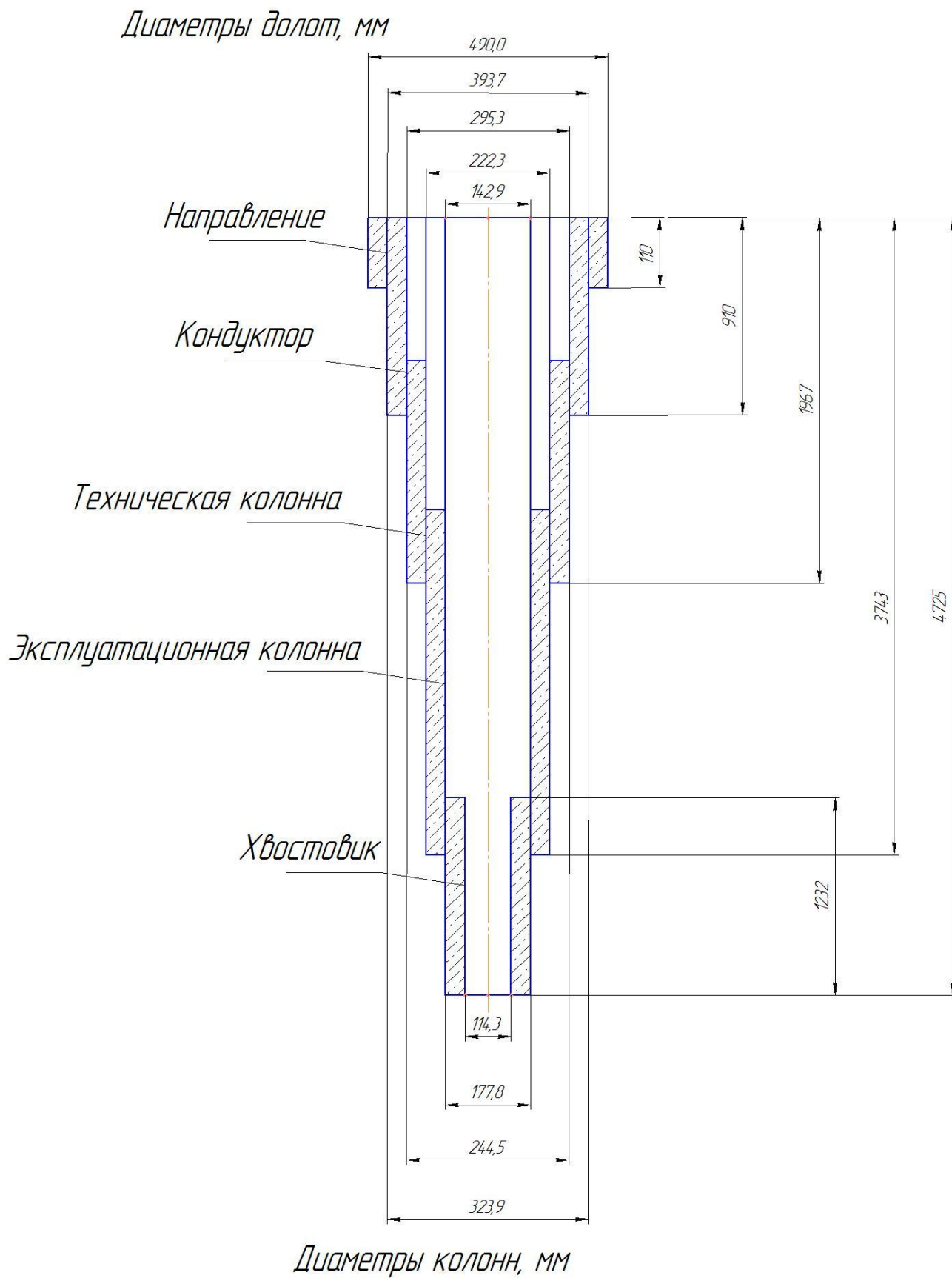


Рисунок А.1 – Конструкция скважины

## Компоновка низа бурильной колонны

Таблица А.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–110м)							
1	Ш 490,5 МС- ЦВ НьюТек Сервисез	0,5	490,5	–	3-177	Ниппель	0,294
2	Наддолотный Переводник М-177/171	0,4	229	–	3-177	Муфта	0,073
					3-171	Муфта	
3	Калибратор К- 490МС	1,2	490	80	3-171	Ниппель	0,300
					3-171	Муфта	
4	УБТ- 229-90Д	8	229	90	3-171	Ниппель	2,288
					3-171	Муфта	
5	Переводник П- 171/133	0,7	245	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	УБТ- 178-71Д	16	203	71	3-133	Ниппель	2,216
					3-133	Муфта	
7	ПК-127х9	83	127	108,6	3-133	Ниппель	0,723
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы А.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (110–910 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,5	393,7	–	3-177	Ниппель	0,177
2	Наддолотный Переводник Переводник М-177/171	0,4	229	–	3-177	Муфта	0,073
					3-171	Муфта	
3	Калибратор К-393,7МС	0,7	393,7	80	3-171	Ниппель	0,050
					3-171	Муфта	
4	УБТ- 229-90Д	8	229	90	3-171	Ниппель	2,288
					3-171	Муфта	
5	Переводник П- 171/133	0,7	245	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	УБТ- 178-71Д	16	178	71	3-133	Ниппель	2,216
					3-133	Муфта	
7	ЯГБ-172Р	2,675	178	76	3-133	Ниппель	0,350
					3-133	Муфта	
8	ПК-129х9	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	28,386
					3-133	Муфта	
Бурение под техническую колонну (910–1967)							
1	БИТ 295,3 В 613	0,48	295,7	–	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник М-152/171	0,391	197	101	3-152	Муфта	0,037
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 295,3 СТ	0,8	295,3	80	3-171	Ниппель	0,200
					3-171	Муфта	
4	ДГР-240М7/8.55	9,980	240	–	3-177	Ниппель	2,432
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Клапан обратный КОБ-240РС	0,927	240	45	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,587	240	50	3-171	Ниппель	0,102
					3-171	Муфта	
7	Переводник П- 171/88	0,7	245	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-88	Муфта	
8	ЗТС БТС-172р Техгеосервис	13,6	172	120	3-88	Ниппель	1,700
					3-88	Муфта	
9	Переводник П- 88/133	0,6	215	71	3-88	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
10	УБТН- 178	18	178	102	3-133	Ниппель	2,502
					3-133	Муфта	
11	УБТ- 178-71Д	18	178	71	3-133	Ниппель	2,916
					3-133	Муфта	
12	ЯГБ-172Р	2,675	178	76	3-133	Ниппель	0,350
					3-133	Муфта	
13	Переводник П-133/122	0,484	155	82	3-133	Ниппель	0,037
					3-122	Муфта	
14	УБТ 165-71Д	24	165	71	3-122	Ниппель	3,264
					3-122	Муфта	
15	Переводник П-122/133	0,484	155	95	3-122	Ниппель	0,036
					3-133	Муфта	
16	ПК-127х9 Р	До устья	127	108,62	3-133	Ниппель	60,331

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (1927–3743)							
1	БИТ 222,3 ВТ 613	0,32	215,9	-	3-117	Ниппель	0,050
2	Переводник М-117/133	0,497	155	58	3-117	Муфта	0,040
					3-133	Муфта	
3	Калибратор КЛС 222,3 СТ	0,59	222,3	71	3-133	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
4	Переводник П 133/121	0,484	155	80	3-133	Ниппель	0,043
					3-121	Муфта	
5	РУС PowerDrive vortex 675	4,11	171,5	-	3-121	Ниппель	0,750
					3-121	Муфта	
6	Переводник П 133/121	0,484	155	80	3-121	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-172РС	0,927	176	74	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переливной клапан КП-172РС	0,834	176	72	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
10	УБТН- 178	18	178	102	3-133	Ниппель	2,502
					3-133	Муфта	
11	УБТ- 178-71Д	18	178	71	3-133	Ниппель	2,916
					3-133	Муфта	
12	Переводник П-133/88	0,6	172	71	3-133	Ниппель	0,05
					3-88	Муфта	
13	ЗТС Telescope 675	7,53	172	120	3-88	Ниппель	–
					3-88	Муфта	
14	Переводник П-88/133	0,6	215	71	3-88	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
15	ЯГБ-172Р	4,3	178	76	3-133	Ниппель	0,350
					3-133	Муфта	
16	Переводник П-133/122	0,484	155	82	3-133	Ниппель	0,037
					3-122	Муфта	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
17	УБТ 165-71Д	24	165	71	3-122	Ниппель	3,264
					3-122	Муфта	
18	Переводник П-122/133	0,484	155	95	3-122	Ниппель	0,036
					3-133	Муфта	
19	ПК-127х9 Р	До устья	127	108,62	3-133	Ниппель	120,233
Бурение под хвостовик (3743–4725)							
1	БИТ 142,9 В 516 У	0,39	142,9	-	3-88	Ниппель	0,0167
2	Калибратор КЛС-142,9СТ	0,54	142,9	40	3-88	Муфта	0,033
					3-88	Муфта	
3	РУС PowerDrive vortex 475	4,56	120,7	-	3-88	Ниппель	0,390
					3-88	Муфта	
5	Переливной клапан КП-106РС	0,650	106	60	3-88	Ниппель	0,028
					3-88	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-106РС	0,676	172	-	3-88	Ниппель	0,033
					3-88	Муфта	
7	Переводник П-88/86	0,395	113	38	3-88	Ниппель	0,020
					3-86	Муфта	
8	DigiScope 475	9,11	120,7	-	3-86	Ниппель	–
					3-86	Муфта	
9	БТ ПК 89х9	818	89	71	3-86	Ниппель	16,110
					3-86	Муфта	
10	ТБТ-89	47	89	57,2	3-86	Ниппель	3,5015
					3-86	Муфта	
11	ЯГБ-114	2,101	114,8	50,8	3-86	Ниппель	0,114
					3-86	Муфта	
12	ТБТ-89	47	89	57,2	3-86	Ниппель	3,5015
					3-86	Муфта	
13	Переводник П-86/102	0,420	118	50	3-133	Ниппель	0,023
					3-102	Муфта	
14	Переводник П-102/133	0,496	146	78	3-102	Ниппель	0,031
					3-133	Муфта	



Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	ПК-127х9 Р	До устья	127	108,62	3-133	Ниппель	127,362

Таблица А.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	110	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	83	2,648	7,600	18,69	20,85
бурение	110	910	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	899	28,386	33,255	4,4	4,9
бурение	910	1967	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	1889	60,331	72,950	1,95	2,17
бурение	1920	3600	ПК 127х9	127	М	9,19	3-133	3668	120,233	131,407	1,24	1,3
бурение	3600	3764	ПК 127х9	127	Р	9,19	3-133	3805	127,362	151,282	1,21	1,27

## Потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица А.4– Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	110	110	0,490	-	1,4	29,025
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,16
Расчетные потери бурового раствора при очистке						11,92
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,44
Объем раствора в конце бурения интервала						69,03
Общая потребность бурового раствора на интервале:						117,23
Объем раствора к приготовлению:						88,55
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						41,42
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
110	910	800	0,3937	406	1,35	145,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						8,74
Расчетные потери бурового раствора при очистке						66,86
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,42
Объем раствора в конце бурения интервала						291,29
Общая потребность бурового раствора на интервале:						468,37
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						41,42
Объем раствора к приготовлению:						322,73
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Технич. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
910	1920	1010	295,3	306,9	1,2	154,11
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						22,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						78,87
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,05
Объем раствора в конце бурения интервала						308,22
Общая потребность бурового раствора на интервале:						547,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						393,09

Продолжение таблицы А.4

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм .	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1920	3750	1830	295,3	228,7	1,1	156,55
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,45
Расчетные потери бурового раствора при очистке						78,81
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						11,04
Объем раствора в конце бурения интервала						313,09
Общая потребность бурового раствора на интервале:						369,52
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						184,93
Объем раствора к приготовлению:						212,97
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм .	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
3750	3830	80	142,9	152,4	1,07	85,11
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,52
Расчетные потери бурового раствора при очистке						46,37
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						11,4
Объем раствора в конце бурения интервала						170,22
Общая потребность бурового раствора на интервале:						319,64
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0

Таблица А.5 –Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов											
			Направлени е		Кондуктор		Тех. колонна		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Бентонит	Структурообразователь	1000	6199	7	11296	12	–	–	–	–	–	–	17494	18
Карбонат натрия Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Регулятор жесткости	25	80	4	290	12	314	13	170	7	164	7	1019	41
NaOH	Регулятор pH	25	71	3	323	13	177	7	96	4	94	4	760	30
ИКД	Понижитель вязкости	200	89	1	-	-	-	-	-	-	–	–	89	1
KCl	Ингибитор	25	–	–	16137	646	31447	1258	17308	682	–	–	64621	2585
ПАЦ ВВ	Регулирования фильтрации и вязкости	25	–	–	766	31	–	–	–	–	–	–	786	31
ПАЦ НВ	Регулирования фильтрации, без влияния на реологию	25	–	–	2582	104	6683	268	3620	145	–	–	12885	515
Смазка (биолуб green)	Снижение коэффициента трения	160	–	–	1291	9	7862	50	4259	27	–	–	13412	84
Ксантановая смола (TehnoGEL)	Структурообразователь	25	–	–	–	–	1376	69	767	38	–	–	2143	107
Пеногаситель (ПЕНТА 461)	Предотвращение пенообразования	200	–	–	65	1	157	1	85	1	–	–	307	2
CaCO <sub>3</sub>	Утяжелитель	1000	–	–	–	–	20047	21	71557	72	–	–	387	93
Бактерицид (Септор БДУ-500)	Предотвращение биоразложения	1000	–	–	–	–	157	1	85	1	–	–	242	1
Барит	Утяжелитель	1000	11512	12	23237	24	–	–	–	–	3752	2	38501	39
Гламин	Структурообразователь	25	–	–	–	–	–	–	–	–	1247	50	1247	50
МК-3	Понижитель фильтрации	1000	–	–	–	–	–	–	–	–	5403	6	5403	5
СМЭГ	Смазочная добавка	190	–	–	–	–	–	–	–	–	3752	20	3752	20
МР-4	Утяжелитель, закупоривающий материал	1450	–	–	–	–	–	–	–	–	41559	29	41559	29
Катамн АБ	Бактерицид	25	–	–	–	–	–	–	–	–	9	1	9	1
Полидеформ	Пеногаситель	200	–	–	–	–	–	–	–	–	1121	6	1121	6
Формиат натрия	Утяжелитель	1000	–	–	–	–	–	–	–	–	18701 5	188	18701 5	187
Основа ГС	Гидрофобизирующая жидкость	25	–	–	–	–	–	–	–	–	5403	217	5403	216

## Приложение Б

Таблица Б.1 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч							
Бурение под направление	Ш 490,0 МС-ЦВ	0	110	400	0,02	110	1	2,2	0,68	0,03	1,20	4,11
Крепление направления	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	1,68	12	1,99	0,03	0,5	16,2
Итого:	20,31											
Бурение под кондуктор	Ш 393,7 МС	110	910	650	0,02	800	2	16	6,17	0,49	1,40	24,06
Крепление кондуктора	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	3,24	16	11,4	1,36	0,7	32,70
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	56,76
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 В 613	910	1967	2400	0,045	1057	1	47,57	13,34	1,06	2,15	64,12
Крепление технической колонны	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	4,13	16	19,12	3,43	1,0	43,68
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	107,8

Продолжение таблицы Б.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч							
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 222,3 ВТ 613	1967	3742	2000	0,027	1775	1	47,93	20,37	2,07	2,4	72,77
Крепление эксплуатационной колонны	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	9,52	24	28,58	6,52	2,6	71,22
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	143,99
Бурение под хвостовик	БИТ 142,9 В 516 У	3742	4725	2000	0,035	983	1	34,01	38,58	3,61	3,2	79,4
Крепление хвостовика	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	1,10	16	20,28	8,23	2,2	47,81
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	127,21
Итоговое время на бурение, ч												244,46
Итоговое время на крепление, ч												211,61
Итоговое время на геофизические исследования, ч												89,2
Итого, ч												545,27

Таблица Б.2 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Затраты, зависящие от времени</b>														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	40	5166	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	1549,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,17	23,49	1	138,19	2,68	370,35	3,03	412,72	3,31	459,41
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	7,05	–	41,57	–	111,11	–	125,61	–	137,22
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	40	–	0,17	1,69	1	9,95	2,68	26,67	3,03	30,15	3,31	9,88
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	0,51	–	2,99	–	8,00	–	9,04	–	9,88
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	–	–	0,17	42,99	1	252,86	2,68	677,66	3,03	766,17	3,31	836,97
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	–	–	0,17	245,31	1	1443	2,68	3867,24	3,03	4372,29	3,31	4776,33

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	2,68	655,53	3,03	741,14	3,31	809,63
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	–	–	2,68	248,34	–	–	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	2,68	645,75	–	–	–	–
Прокат РУС	сут	358,61	–	–	–	–	–	–	–	–	3,03	1086,59	3,31	1187,00
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационно м бурении	сут	7,54	–	–	0,17	1,28	1	7,54	2,68	20,21	3,03	22,85	3,31	24,96
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	–	–	0,17	1,51	1	8,9	2,68	29,85	3,03	26,97	3,31	29,46
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	0,17	43,76	1	257,41	2,68	689,86	3,03	779,95	3,31	852,03
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	40	5372,8	0,17	22,83	1	134,32	2,68	359,98	3,03	406,99	3,31	444,6
<b>Зависящие от объема работ</b>														
Бентонит	уп	6,08	–	–	7	42,56	12	72,96	–	–	–	–	–	–
Карбонат натрия Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	уп	20,41	–	–	4	81,64	12	244,92	13	265,33	7	142,87	7	142,87
NaOH	уп	4,59	–	–	3	13,77	13	59,67	7	32,13	4	18,36	4	18,36
ИКД	уп	2,8	–	–	1	2,8	–	–	–	–	–	–	–	–



Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
КС1	уп	4,4	–	–	–	–	646	2842,4	1258	5535,2	682	3000,8	–	–
ПАЦ ВВ	уп	12,2	–	–	–	–	31	378,2	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	уп	9,06	–	–	–	–	104	942,24	268	2428,08	145	–	–	–
Смазка (биолуб green)	уп	8,07	–	–	–	–	9	72,63	50	403,5	27	–	–	–
Ксантановая смола (TehnoGEL)	уп	21,09	–	–	–	–	–	–	69	1455,21	38	–	–	–
Пеногаситель (ПЕНТА 461)	уп	408,26	–	–	–	–	1	408,26	1	408,26	1	–	–	–
CaCO <sub>3</sub>	уп	13,88	–	–	–	–	–	–	21	291,48	72	–	–	–
Бактерицид (Септор БДУ-500)	уп	559,63	–	–	–	–	–	–	1	559,63	1	–	–	–
Барит	уп	137,6	–	–	12	1651,2	24	3302,4	-	-	-	-	2	275,2
Гламин	уп	32,08	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	50	1604
МК-3	уп	21,70	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	130,2
СМЭГ	уп	6,24	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	124,8
МР-4	уп	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	29	465,74
Катамн АБ	уп	183,03	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	183,03
Полидеформ	уп	410,25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	2461,5
Формиат натрия	уп	142,08	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	188	26711,04
Основа ГС	уп	25,23	–	–	–	-	–	–	–	–	–	–	217	5474,91
Долото III 490,0 МС-ЦВ	шт	2075,87	–	–	1	2075,87	–	–	–	–	–	–	–	–
Долото III 393,7 МС	шт	1092,39	–	–	–	–	2	2184,78	–	–	–	–	–	–
ДолотоБИТ 295,3 В 613	шт	2647,22	–	–	–	–	–	–	1	2647,22	–	–	–	–

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Долото БИТ 222,3 ВТ 613	шт	2421,22	–	–	–	–	–	–	–	–	1	2421,22	–	–
Долото БИТ 142,9 В 516 У	шт	825,69	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	825,69
Итого затрат на бурение, по этапам	руб	–	–	10538,8	–	4256,57	–	12732,11	–	21730,56	–	17356,27	–	48015,7 5
Итого затрат на бурение	руб	116179,87												

Таблица Б.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Затраты, зависящие от времени</b>												
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,675	93,28	1,36	187,94	1,82	251,51	2,98	411,81	1,99	275,00
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	23,98	–	56,38	–	75,45	–	123,54	–	82,50
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,675	6,72	1,36	13,53	1,82	18,11	2,98	29,65	1,99	19,80
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,01	–	4,06	–	5,43	–	8,90	–	5,94
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,675	170,68	1,36	343,89	1,82	460,21	2,98	753,52	1,99	509,19
Амортизация и износ бурового оборудования	сут	1443	0,675	974,03	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14	1,99	2871,57
Содержание полевой лаборатории по созданию рецептур тампонажного раствора	сут	7,54	0,675	5,09	1,36	10,25	1,82	13,72	2,98	22,47	1,99	15,00

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	0,675	6,01	1,36	12,10	1,82	16,20	2,98	2652 7	1,99	17,71
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	0,675	173,75	1,36	350,08	1,82	468,49	2,98	767,08	1,99	512,12
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	0,675	90,67	1,36	182,68	1,82	244,46	2,98	400,27	1,99	267,30
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												
БКМ-426	шт	135,32	1	135,32	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-426	шт	208,72	1	208,72	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦЦ2-426/490	шт	12,39	6	74,34	–	–	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–	–	–
БКМ-326	шт	66,97	–	–	1	66,97	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-326	шт	107,34	–	–	1	107,34	–	–	–	–	–	–
ЦЦ-324/394	шт	11,01	–	–	32	352,32	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-326	шт	49,54	–	–	1	49,54	–	–	–	–	–	–
БКМ-245	шт	54,95	–	–	–	–	1	54,95	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	83,49	–	–	–	–	1	83,49	–	–	–	–
ЦПЦ-245/295	шт	14,69	–	–	–	–	68	998,92	–	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,36	–	–	–	–	1	26,36	–	–	–	–
БКОК-178Р1	шт	101,38	–	–	–	–	1	101,38	–	–	–	–
ЦКОД-178	шт	62,61	–	–	–	–	–	–	1	62,61	–	–
ЦПЦ-178/220	шт	12,84	–	–	–	–	–	–	71	911,64	–	–
ЦТ 178/220	шт	14,68	–	–	–	–	–	–	10	146,8	–	–
ПРП-Ц-В-178	шт	12,2	–	–	–	–	–	–	1	12,2	–	–
ПРП-Ц-Н-178	шт	21,65	–	–	–	–	–	–	1	21,65	–	–
БКП-Вр-114	шт	56,65	–	–	–	–	–	–	–	–	1	56,65
ЦКОДУ-114	шт	42,64	–	–	–	–	–	–	–	–	1	42,64

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
МУФТА ГРПП2 – 114(70МПа) (Зенит)	шт	724,25	–	–	–	–	–	–	–	–	5	3621,25
ЦПЦ-114/143	шт	11,01	–	–	–	–	–	–	–	–	45	495,45
ЦТЖС-114/151	шт	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	30	481,8
ПРП-Ц-В-114	шт	9,84	–	–	–	–	–	–	–	–	1	9,84
ПРП-Ц-Н-114	шт	17,71	–	–	–	–	–	–	–	–	1	17,71
ПХГМЦ -114/178	шт	2064,22	–	–	–	–	–	–	–	–	1	2064,22
МБП-СМ	кг	0,58	510	295,8	365	211,7	148	85,84	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	437	279,68	313	200,32	126	80,64	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	19	870,58	–	–	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 50	т	70,31	–	–	10,47	369,6957	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4- 6) - 50	т	62,19	–	–	18,79	586,0601	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 100	т	76,84	–	–	–	–	5,89	228,7676	3,94	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4- 6) - 100	т	54,98	–	–	–	–	30,09	841,9182	24,16	675,9968	–	–
ПЦТ - II - 150	т	84,38	–	–	–	–	–	–	–	–	11,56	489,9128
НТФ	кг	1,54	–	–	11,75	18,095	18,82	28,9828	15,14	23,3156	–	–
Итого на крепление	руб	8704460										

Таблица Б.4 - Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
<b>1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
Обустройство площадки	8 011	17216986
Рекультивация перед планировкой	24 037	2695352
Итого		19912338
<b>2. Строительство и монтаж бурового оборудования</b>		
Строительство и монтаж	177 994	38 802 692
Разборка и демонтаж	11 352	2 474 736
Итого		41 277 428
<b>3. Бурение и крепление скважины</b>		
Бурение скважины	116 179,87	25 327 212
Крепление скважины	39929	8 704 522
Итого		34 031 734
<b>4. Испытания скважины на продуктивность</b>		
Испытание по окончанию бурения	42 595	9 285 710
<b>5. Промыслово-геофизические работы</b>		
Затраты на промыслово-геофизические работы	8809	1 920 362
<b>6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	4933	1 075 394
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	1973	4 30 114
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 640	6 679 520
Итого		8185028
Итого прямых затрат		114 612 600
<b>7. Накладные расходы</b>		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		28 653 150
<b>8. Плановые накопления;</b>		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		10 028 602
<b>9. Прочие работы и затраты</b>		
Зарплаты, надбавки	8827,95	1 924 493
Транспортировка буровых бригад	3945,89	8 60 204
Сооружение водяной скважины	4587,16	1000000,88
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		306 589
Амортизация жилого городка	125,64	27 390
Итого		4 118 676
<b>10. Резерв средств на непредвиденные расходы</b>		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)		7 870 651
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		165 283 680
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		195034742

## Приложение В

Таблица В.1 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
Бенз(а)пирен	0,02	Серная кислота	160,0
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Фурфурол	3,0
Ванадий	150,0	Хлористый калий	560,0
Ванадий + марганец	100 + 1000	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0
Ртуть	2,1	Цинк	23,0
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0	Хром	6,0
Сера элементарная	160,0	Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0

# ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

[illegible]